

VISIT...

LANZAROTE
Caliente.COM

Федеральное агентство по образованию РФ
Государственное образовательное учреждение
высшего профессионального образования
Красноярский государственный технический университет

Е.А. Бойко

КОТЕЛЬНЫЕ УСТАНОВКИ И ПАРОГЕНЕРАТОРЫ

(учебное пособие)

Красноярск 2005

ОГЛАВЛЕНИЕ

Предисловие	6
1. История и перспективы развития отечественной теплоэнергетики	7
1.1. Вклад российских ученых в развитие энергетики	7
1.2. Состояние и перспективы развития энергетики России	8
1.3. Канско-Ачинский топливно-энергетический комплекс	12
1.4. Место парового котла в тепловой схеме ТЭС	15
1.5. Принципиальная схема современной котельной установки	16
2. Энергетическое топливо	18
2.1. Основные определения, классификация	18
2.2. Органическое топливо	19
2.2.1. Общие положения	19
2.2.2. Происхождение органического топлива	20
2.3. Состав топлива	24
3. Материальные балансы процессов горения	27
3.1. Теоретически необходимое для горения количество воздуха	27
3.2. Теоретические объемы продуктов полного сгорания топлив	28
3.3. Действительные объемы продуктов сгорания при полном и неполном горении	30
4. Тепловой баланс и КПД котельного агрегата	32
4.1. Основные составляющие теплового баланса	32
4.2. Располагаемое и полезно используемое тепло	33
4.3. Потери тепла с уходящими газами (q_2)	35
4.4. Потери тепла от химической неполноты сгорания (q_3)	36
4.5. Потери тепла от механической неполноты сгорания топлива (q_4)	37
4.6. Потери тепла в окружающую среду (q_5)	40
4.7. Потери с физическим теплом шлака (q_6)	40
4.8. Составление золowego баланса	40
5. Основы теории горения	41
5.1. Кинетика химических реакций	41
5.2. Порядок химических реакций. Энергия активации	43
5.3. Понятие о цепных реакциях	46
5.3.1. Простые (неразветвленные) реакции горения	46
5.3.2. Сложные или разветвленные реакции горения	48
5.3.3. Смешанные реакции горения	49
5.3.4. Горение углерода	50
5.3.5. Диффузная и кинетическая области гетерогенного горения	50
6. Топочные процессы	52
6.1. Смесеобразование	52
6.2. Основные стадии процесса горения топлива	55
6.3. Количественные показатели и качественная характеристика топочного процесса	56
7. Слоевые топки	57
7.1. Классификация слоевых топок	57
7.2. Смесеобразование при слоевых процессах	58
7.3. Работа слоевой топки	63
7.4. Методы механизации слоевых процессов	66

7.5.	Топки с шурующей планкой	70
7.6.	Топки с подвижным слоем топлива	71
7.7.	Топки с цепными решетками	72
7.7.1.	Принципиальная схема и условия работы цепной решетки	72
7.7.2.	Огневая работа слоя и топки	75
7.7.3.	Аэродинамическая схема цепной решетки	77
7.7.4.	Показатели работы топок с цепными решетками	78
7.8.	Наклонно-переталкивающие решетки	78
7.9.	Топки с обратно-переталкивающей решеткой, “каскадные” топки	80
7.10.	Топки с нижней подачей топлива	80
7.11.	Шахтно-цепная топка для кускового торфа системы профессора Макарьева	80
7.12.	Топки с двухступенчатым очагом горения (факельно-слоевая)	82
7.13.	Области применения различных типов слоевых топок	83
8.	Пылеприготовление	84
8.1.	Пыль и ее характеристика	84
8.1.1.	Физические свойства пыли	84
8.1.2.	Тонкость помола пыли	84
8.2.	Основные законы измельчения материалов	86
8.3.	Выбор экономически выгодной тонкости помола угля	88
8.4.	Коэффициент размолоспособности и способы его определения	89
8.5.	Взрывобезопасность пылевоздушных смесей	91
8.6.	Абразивность летучей золы	93
8.7.	Сушка топлива в процессе пылеприготовления	94
8.7.1.	Цели и задачи сушки	94
8.7.2.	Процесс сушки	95
8.7.3.	Мельница как сушильный агрегат	96
8.7.4.	Тепловой баланс сушильно-мельничной системы	96
8.7.5.	Порядок расчета сушильной производительности мельницы	97
8.8.	Газовые барабанные сушилки	98
8.9.	Паровые трубчатые сушилки	99
8.10.	Трубы-сушилки	99
8.11.	Классификация схем пылеприготовления	101
8.11.1.	Индивидуальная схема пылеприготовления без промбункера	102
8.11.2.	Схема с промбункером	103
8.11.3.	Разомкнутая схема пылеприготовления	104
8.11.4.	Центральная схема пылеприготовления	105
8.12.	Элементы пылеприготовительных установок	106
8.12.1.	Питатели сырого угля	106
8.12.2.	Сепараторы (пылеразделители)	108
8.12.3.	Пылеотделители	110
8.12.4.	Мигалки	110
8.12.5.	Питатели пыли	111
8.12.6.	Пылеугольные бункеры	115
8.13.	Классификация пылеугольных мельниц	115
8.13.1.	Шаровые барабанные мельницы	116
8.13.2.	Быстроходные молотковые мельницы	119
8.13.3.	Шахтные молотковые мельницы	120
8.13.4.	Мельницы-вентиляторы	121
8.13.5.	Мельницы среднеходные	123
8.13.6.	Пневмомельницы	124

9. Пылеугольные и вихревые топки	125
9.1. Смесеобразование и горение при факельных процессах	125
9.2. Типы пылеугольных топок	130
9.3. Топочные устройства мощных энергетических блоков	133
9.4. Цельносварные экраны котельных агрегатов	135
9.5. О высокотемпературной коррозии экранов	137
9.6. Типы пылеугольных горелок	138
9.7. Работа топок с упрощенной системой пылеприготовления	142
9.8. Шлакование пылеугольных топок и борьба с ним	145
9.9. Топки с жидким шлакоудалением	147
9.10. Растопка пылеугольных топок	150
9.11. Циклонный принцип сжигания топлива	153
9.12. Пневматические топки ЦКТИ – Шершнева и ЛПИ – Померанцева	156
10. Подача жидкого и газообразного топлива к парогенераторам	157
10.1. Приемные устройства мазута	157
10.2. Технологическая схема подготовки мазута	158
10.3. Технологическая схема подачи газового топлива	161
11. Топки для жидкого и газообразного топлива	163
11.1. Некоторые особенности сжигания жидкого топлива	163
11.2. Типы мазутных форсунок	164
11.3. Особенности сжигания газообразного топлива	168
11.4. Горелки для газообразного топлива	169
11.5. Смешанное сжигание газообразного и твердого топлива	172
12. Пароперегреватели	174
12.1. Общие положения	174
12.2. Классификация и конструкция пароперегревателей	175
12.3. Тепловая и гидродинамическая неравномерность в работе пароперегревателя	179
12.4. Анализ причин аварий перегревателей, меры предупреждения и борьбы с авариями	182
12.5. Режим работы пароперегревателя при растопке	183
12.6. Регулирование температуры перегретого пара	184
12.6.1. Поверхностные пароохладители	185
12.6.2. Пароохладители впрыскивающего типа	186
12.6.3. Регулирование температуры перегрева путем смешения перегретого пара с насыщенным	188
12.6.4. Комбинация радиационного и конвективного пароперегревателей	188
12.6.5. Газовое регулирование температуры перегрева	188
12.6.6. Особенности регулирования вторичного перегрева пара	190
12.6.7. Газовые методы регулирования промежуточного перегрева пара	190
12.6.8. Паровые методы регулирования промежуточного перегрева	192
13. Водяные экономайзеры	195
13.1. Классификация водяных экономайзеров	195
13.2. Чугунные экономайзеры	197
13.3. Стальные экономайзеры	199
13.4. Растопочный режим экономайзера	202
13.5. Борьба с внутренней и наружной коррозией	203
14. Воздухоподогреватели	204
14.1. Назначение воздухоподогревателей	204
14.2. Типы и конструкции воздухоподогревателей	205
14.3. Пластинчатый рекуперативный воздухоподогреватель	207

14.4.	Трубчатые рекуперативные воздухоподогреватели	208
14.5.	Регенеративные воздухоподогреватели	211
14.6.	Чугунные воздухоподогреватели	212
14.7.	Коррозия воздухоподогревателей и меры борьбы с ней	214
15.	Развитие котельных систем	216
15.1.	Классификация котлоагрегатов	216
15.2.	Жаротрубные котлы и котлы с дымогарными трубками	217
15.3.	Горизонтально-водотрубные котлы	219
15.4.	Вертикально-водотрубные котлы	222
15.5.	Однотарабанные радиационные паровые котлы с естественной циркуляцией	225
15.6.	Переход к высоким параметрам пара	227
15.7.	Паровые котлы с многократной принудительной циркуляцией	230
15.8.	Развитие прямоточного котлостроения	231
15.9.	Современные паровые котлы малой мощности	235
15.10.	Компоновка котлов большой паропроизводительности	237
16.	Арматура и гарнитура котла	241
16.1.	Котельная арматура	241
16.2.	Гарнитура котла	249
17.	Каркас и обмуровка	249
17.1.	Каркас как опорная конструкция котлоагрегата	249
17.2.	Конструкция обмуровки	253
18.	Естественная циркуляция в паровых котлах	257
18.1.	Задачи естественной циркуляции	257
18.2.	Основные термины, определения и обозначения	259
18.3.	Влияние коллекторов на распределение воды и пара по трубам	263
19.	Методы получения чистого пара	264
19.1.	Качество пара и его значение	264
19.2.	Влияние объема парового пространства и качества котловой воды на качество пара	265
19.3.	Схемы и конструкции сепарирующих устройств	269
19.4.	Промывка пара	272
19.5.	Ступенчатое испарение ВТИ (системы Рамзина)	273
20.	Методы очистки поверхностей нагрева от золовых и шлаковых отложений	274
20.1.	Очистка поверхностей нагрева от образующихся золовых отложений методом обдувки	275
20.2.	Виброочистка поверхностей нагрева	279
20.3.	Дробеочистка “хвостовых” поверхностей нагрева	281
	Заключение	285
	Вопросы для самоконтроля	286
	Библиографический список	292

ПРЕДИСЛОВИЕ

Данное учебное пособие предназначается для студентов энергетических специальностей изучающих курс «Котельные установки и парогенераторы».

В начале книги разъясняется назначение и дается принципиальная схема парового котла, указывается его место в тепловой схеме ТЭС. Эти сведения позволят предварительно ознакомиться с теми вопросами, которые предстоит изучить в предлагаемом курсе.

Далее описываются процессы, протекающие в топке парового котла: материальные балансы процессов горения, тепловой баланс и КПД котельного агрегата, факторы, влияющие на потери тепла, а также конструкции топочных устройств как слоевых, так и камерных.

Достаточно детально рассматриваются вопросы пылеприготовления, а также схемы подачи жидкого и газообразного топлива. Приводятся все элементы парового котла, их конструкции, назначение. Подробно описываются методы регулирования процесса работы, причины аварий.

В соответствующих главах дается описание вспомогательного оборудования котлоагрегата: арматуры и гарнитуры, каркаса и обмуровки. Освещаются вопросы естественной циркуляции, получения чистого пара, поддержания в чистоте поверхностей нагрева (очистка поверхностей нагрева от золовых и шлаковых отложений).

Данное пособие может быть рекомендовано также студентам специальностей «Тепловые электрические станции», «Промышленная теплоэнергетика» и «Экономика энергетики».

1. ИСТОРИЯ И ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ ОТЕЧЕСТВЕННОЙ ТЕПЛОЭНЕРГЕТИКИ

1.1. Вклад российских ученых в развитие энергетики

Основы теплоэнергетики как науки были заложены М. В. Ломоносовым в середине XVIII века. Созданная им кинетическая теория теплоты и четко сформулированные законы сохранения массы и энергии явились научными предпосылками для решения проблемы превращения теплоты в механическую работу.

В шестидесятых годах XVIII столетия (1763 г.) русский теплотехник И. И. Ползунов исходя из глубокого изучения имевшихся немногочисленных паровых атмосферных насосных машин воплотил в построенной им паровой машине идею универсального теплового двигателя. Им впервые была построена двухцилиндровая паровая машина, впервые применен автомат питания и построен для получения пара котел собственной конструкции.

В конце XVIII века выдающийся ученый-академик В. В. Петров, известный – открытиями в области электричества, провел обширные эксперименты с процессами горения, способствовавшие краху лженаучной теории флогистона.

Ученый И. П. Алымов (1864 г.) исследовал природу естественной тяги в паровых котлах и предложил применение искусственной тяги.

В конце XIX века (1831–1895) И. А. Вышеградский развил теорию регулирования работы парового котла, предложил формулу расчета скорости изменения давления при растопке котла и создал основы общей теории регулирования паровых котлов.

В начале XX века (1907 г.) ученый Н. П. Петров на основе теории теплопроводности и теплопередачи проанализировал условия теплопередачи в котлах, дал рекомендации по конструированию котлов и впервые изложил основы теории циркуляции в паровых котлах.

В 1905 г. Гриневецкий, продолжив работу Н. П. Петрова, разработал графический метод расчета циркуляции в паровом котле.

К. В. Кирш, совместно с Гриневецким создал в Московском высшем техническом училище первую лабораторию паровых котлов по изучению методов сжигания местных топлив и антрацитов, а также явился первым организатором Всесоюзного теплотехнического института в Москве (ВТИ).

В начале XX века М. В. Кирпичев своими работами внес значительный вклад в область теории теплового моделирования и теплового расчета котла.

А. С. Предводителев провел глубокое изучение процессов горения углерода и создал теорию горения углерода.

В первой половине XX века многие российские ученые работали над созданием новых, прогрессивных конструкций котельных агрегатов.

Л. К. Рамзин обогатил науку и технику в области различных технических разработок. В результате им создан первый в мире промышленный прямоточный котел.

Г. Ф. Кнорре разработал теорию циклонного сжигания и, изучив топочные процессы и устройства, создал циклонную топку.

В области конструирования топок работает целая плеяда русских конструкторов. Среди них инженер В. Г. Шухов, ставший почетным членом Академии наук, создавший прогрессивную для того времени конструкцию котлоагрегата.

Макарьевым предложена конструкция топки для сжигания фрезерного торфа без его измельчения.

А. А. Шершневым создан первая в мире топка для сжигания фрезерного торфа во взвешенном состоянии.

Перечень известных ученых, конструкторов, изобретателей можно продолжить. Перечисленные исследования и изобретения дают представление об объеме вклада наших ученых в развитие теплоэнергетики.

В настоящее время теоретические исследования и практическое их внедрение осуществляются нашими центральными научно-исследовательскими институтами, такими как Всесоюзный теплотехнический институт (ВТИ, г. Москва) и его филиалы – Уральский (г. Челябинск), Сибирский (г. Красноярск), Центральный котлотурбинный институт (ЦКТИ г. Санкт-Петербург), энергетический институт им. Кржижановского (г. Москва) и др.

Разработкой новых конструкций паровых котлов занимаются конструкторские отделы при котлостроительных заводах, поддерживающие тесную связь с научно-исследовательскими институтами. В настоящее время паровые котлы изготавливают в России на следующих заводах: Таганрогский котлостроительный завод (ТКЗ), Подольский машиностроительный завод, Барнаульский котлостроительный завод (БКЗ), Бийский котлостроительный завод (котлы малой мощности).

1.2. Состояние и перспективы развития энергетики России

Роль энергетики определяется местом в экономике. ТЭК России – крупнейший инфраструктурный комплекс.

Электроэнергетика играет в ТЭК ключевую роль, является в ней интегрирующей подсистемой. Она выступает как преобразователь практически всех видов первичных топливно-энергетических ресурсов (ТЭР). Электроэнергетика – это наиболее удобный и универсальный энергоноситель для удовлетворения производственных, социальных, бытовых и других энергетических потребностей общества. Мировые тенденции таковы, что доля электроэнергии в потреблении ТЭР неуклонно возрастает и будет возрастать в дальнейшем. В стратегическом плане электроэнергетика решающим образом влияет на формирование условий для подъема экономики России и укрепление ее экономической безопасности. Все это определяет исключительно важное значение электроэнергетики, ее нормального функционирования и развития для обеспечения энергетической и национальной безопасности России и ее регионов в экономическом, научно-техническом, внешнеэкономическом и других аспек-

тах.

Основу производственного потенциала российской электроэнергетики в настоящее время составляют более 700 электростанций общей мощностью свыше 200 ГВт и линии электропередачи всех классов напряжений протяженностью около 2,5 млн. км. Более 90 % этого потенциала сосредоточено в Единой энергетической системе (ЕЭС) России, являющейся уникальным техническим комплексом, обеспечивающим электроснабжение потребителей на большей части обжитой территории страны.

Функционирование и развитие ЕЭС России обеспечено богатейшими топливно-энергетическими ресурсами природного газа, нефти, угля, ядерного топлива, гидроэнергией и другими возобновляемыми источниками энергии. Настоящий период характеризуется накоплением проблем в электроэнергетике, от решения которых будет зависеть не только энергетическая, но и национальная безопасность страны в первой четверти XXI века.

В последние годы в электроэнергетике России неуклонно обостряется проблема физического и морального старения оборудования электростанций, тепловых и электрических сетей.

Темпы воспроизводства основных фондов в электроэнергетике резко снизились.

Объем капитальных вложений в 2001 году по сравнению с 1990 годом уменьшился в 3,1 раза, а ввод мощностей снизился в 4,6 раза.

Если на начало 1991 г. доля генерирующего оборудования, проработавшего более 30 лет, составляла 13,3 % от суммарной установленной мощности ЕЭС России, то на конец 2000 г. она выросла более чем в три раза и составила 46,1 %. При существующих темпах демонтажа старого оборудования и ввода новых мощностей к 2010 г. выработает свой ресурс более 70 % генерирующего оборудования. Аналогичную картину представляет износ основных фондов электросетевого оборудования. Оставшиеся мощности уже к 2006 году не смогут обеспечить электропотребление соответствующее уровню 1998 года.

Наметившаяся минимальная тенденция роста в 2002 году потребления (рис. 1.1) еще более приблизит появление дефицита энергии.

В ближайшее время требуется провести работы по реновации 450 турбоустановок высокого давления, 746 котлов с рабочим давлением более 100 атмосфер, паропроводов общим весом свыше 20 тыс. тонн.

Старение оборудования и низкие темпы его реновации послужили причиной возникновения ряда проблем.

Одна из них - накопление изношенного оборудования.

Следствием этого являются:

- рост затрат на его ремонт (до 200 %);
- ухудшение технико-экономических показателей работы электропредприятий (удельных расходов топлива, расходов электроэнергии на собственные нужды, потерь электроэнергии в сетях). В результате предприятия РАО «ЕЭС России» недополучают более 4 млрд. рублей в год;
- низкая эффективность производства.



Рис. 1.1. Прогноз электропотребления до 2010 года

Другой проблемой является недостаточность существующих источников финансирования, требуемым объемам реновации.

На период 2000-2005 гг. ежегодная потребность в финансовых ресурсах для выполнения требуемых объемов реновации основных фондов составляет 50 млрд. рублей.

В настоящее время финансирование работ по реновации электрооборудования от имеющихся источников (амортизация и прибыль на инвестиции) составляет всего 50 % потребности.

Следствием этого являются:

- недостаточный объем работ по реновации основных фондов;
- сокращение, замораживание НИОКР в области технического перевооружения;
- отсутствие новых конструкционных материалов для современных энергоустановок;
- отсутствие готовых к серийному выпуску образцов современного электрооборудования для замещения вырабатывающего ресурс по значительной части мощностного ряда.

Для обеспечения потребности в энергии отраслей экономики и населения страны, реализации перспективы экспорта электроэнергии, повышения эффективности энергопроизводства необходима работа по воспроизводству основных производственных фондов электроэнергетики в объемах, обеспечивающих необходимую рабочую мощность.

Приоритетным направлением является техническое перевооружение, при котором стоимость 1 кВт вводимой мощности на 30-50 % ниже, чем при новом строительстве.

Учитывая, что наработка части турбоагрегатов позволяет продлить ресурс на 30-50 тыс. часов, а также то, что в настоящее время отсутствуют технологически отработанные, доведенные до промышленного применения об-

разцы энергоустановок, в которых применяются современные технологии, предлагается следующая схема реновации энергооборудования.

На первом этапе (2000-2005 гг.):

- приоритет работам по продлению срока службы энергоагрегатов и замене отработавших ресурс энергоустановок на аналогичные (с улучшенными характеристиками);
- технологическая отработка головных образцов энергоустановок, в которых применяются современные технологии.

На втором этапе (2006-2010 гг.):

- преимущественное внедрение современных технологий;
- сокращение объемов замены на аналогичное оборудование.

Выработка и реализация единой технической политики в области реновации энергооборудования предусматривает:

1. Проведение необходимых научно-исследовательских, опытно-конструкторских и проектных работ в области реновации.

2. Организацию разработки и внедрения мер и перспективных технологий по продлению ресурса энергооборудования.

3. Организацию разработки и внедрения современного энергооборудования для замещения выработавшего ресурс.

Для ТЭС, работающих на газообразном топливе: бинарный парогазовый цикл или газотурбинные надстройки паросиловых агрегатов.

Для ТЭС, работающих на твердом топливе: сжигание топлива в котлах с циркулирующим кипящим слоем.

Для ТЭС, сжигающих любой вид органического топлива: паросиловые блоки, работающие с ультрасверхкритическими параметрами пара (с перспективными системами подогрева питательной воды, с современными материалами котлов и турбин и другими усовершенствованиями).

Предлагаемые конструкции должны иметь КПД не менее 45 %.

4. Определение базовых электростанций для отработки головных образцов энергооборудования.

5. Разработка и промышленное освоение производства новых конструкционных материалов.

Для реализации проектов современных энергоустановок требуются новые материалы, применение которых позволит:

- повысить показатели и соответственно увеличить КПД;
- снизить материалоемкость конструкций;
- увеличить ресурс работы оборудования;
- снизить эксплуатационные расходы за счет снижения объемов контроля металла.

6. Создание системы инжинирингового обеспечения реновации.

Реализация комплекса необходимых мер позволит:

- обеспечить надежное энергоснабжение потребителей России;
- увеличить экспорт электроэнергии;

- повысить эффективность энергопроизводства.

Мы должны готовить себя к энергетической революции – может быть, в XXI веке в энергетику придут термоядерные электростанции. Путь от идеи до массового внедрения занимает в энергетике примерно полвека. Первые опыты по термоядерному синтезу проведены в пятидесятые годы XX столетия. Так, может быть, начало нового тысячелетия принесет нам новые, экологически чистые термоядерные электростанции? Будем надеяться на это.

Но все же традиционные методы получения энергии будут занимать основное место в энергетическом балансе. Поэтому задача ученых – усовершенствование этих традиционных технологий, превращение их в экологически более чистые, экономичные.

Ученые считают, что преобразование облика энергетики XXI века будет определяться такими достижениями научно-технического прогресса, как керамические двигатели, высокотемпературная сверхпроводимость, плазменные технологии, новые атомные реакторы, новые, более эффективные способы сжигания угля и, наконец, возобновляемые источники энергии. В этих областях науки и техники огромное поле деятельности для будущих ученых и инженеров.

Российская электроэнергетика оснащена отечественным оборудованием, располагает значительным экспортным потенциалом, обладает развитым научно-техническим отраслевым комплексом, квалифицированными научными и инженерными кадрами, способными осуществлять разработку и внедрение новых технологий и поступательное развитие отрасли.

1.3. Канско-Ачинский топливно-энергетический комплекс

Канско-Ачинский бассейн (КАБ) занимает в основном территорию Красноярского края и частично расположен на территории Кемеровской и Иркутской областей. В западной части бассейна размещены: Итатское, Барандатское, Балахтинское, Урюпское, Берёзовское, Назаровское, Боготольское и Ачинское месторождения, в восточной части – Ирша-Бородинское, Саяно-Партизанское, Переяславское.

Угольные запасы бассейна оцениваются в 1220,3 млрд. тонн. В том числе до глубины залегания 600 м составляют 600 млрд. тонн.

По генеральному плану использования канско-ачинских углей (КАУ) предполагалось создание мощного топливно-энергетического комплекса с уникальными объектами угольной промышленности и электроэнергетики. Представления о масштабах этого комплекса становились всё значительнее: от 1 млрд. тонн добычи угля и 100 млн. кВт мощности ГРЭС в начале 70-х годов до 26 млн. кВт в конце 80-х годов. До 1991 года добыча угля в бассейне монотонно возрастала, достигнув 55 млн. тонн, но затем начала резко падать и составила в 1994 году около 35 млн. тонн. Уменьшалась добыча главным обра-

зом на Березовском разрезе, который из-за остановки Берёзовской ГРЭС и неплатёжеспособности потребителей в летние месяцы практически простаивал.

К основным причинам снижения добычи угля следует отнести: уменьшение спроса на топливо в связи с общим спадом производства, многократное повышение железнодорожных тарифов на перевозку, что значительно повысило цену на уголь у потребителя и сказалось на его реализации, сложное финансовое положение предприятий из-за хронических неплатежей потребителей угля и несвоевременная выплата или полное отсутствие государственных дотаций.

Средний уровень использования мощности угольных разрезов бассейна составляет около 60 %.

В новых условиях развития экономики и энергетики происходит кардинальная переоценка сложившихся представлений о темпах и масштабах развития Канско-Ачинского топливно-энергетического комплекса (КАТЭК). Ведутся работы по формированию развития КАТЭК применительно к новым социально-экономическим условиям и существуют различные точки зрения.

Согласно одним представлениям спад производства в экономике России и регионов, высокие транспортные тарифы на перевозку углей, стремление регионов проводить независимую энергетическую политику, максимально используя местные топливно-энергетические ресурсы, снижают спрос на КАУ. При такой ситуации исчезает необходимость ускорения темпов развития добычи КАУ, а в формировании крупного межотраслевого комплекса нет необходимости в условиях становления рыночных отношений. По прогнозам добыча КАУ в 2010 году оценивается в 90–100 млн. тонн и может быть обеспечена за счет строительства Берёзовского разреза на полную мощность (55 млн. тонн) и увеличения мощности Бородинского разреза до 38–40 млн. тонн, т. е. не нужно строительства новых разрезов.

Запланировано строительство двух ГРЭС на территории Красноярского края и одной выносной станции мощностью 4 млн. кВт, в Западной Сибири, развитие транспортной сети для доставки КАУ в Европейскую часть и на Дальний Восток и строительство в этих регионах станций на рядовом КАУ. В данном случае к 2010 году в КАБ предполагается выйти на объёмы добычи в 150–170 млн. тонн.

Создание в КАТЭК энерготехнологического звена по глубокой переработке угля в дополнение к объектам первого варианта, что позволит улучшить технико-экономические показатели и создать в районе энергетическую продукцию, конкурентоспособную на энергетическом рынке. При этом объёмы намечаются в 2010 году на уровне 160–180 млн. тонн.

Развитие в Восточной Сибири энергоёмких производств с динамикой и объёмами энергопотребления, соответствующими динамике освоения КАТЭК, даст выигрыш по сравнению с предыдущими вариантами за счёт исключения дорогостоящих транспортных сетей. Это потребует увеличения объёма добычи угля на КАТЭК к 2010 году до 180–200 млн. тонн.

Исследования этих углей показали, что по степени метаморфизма угли КАБ относятся к малосернистым бурым углям марок Б1, Б2, Б3, кроме Саяно-Партизанского месторождения. Имеют большую влажность – 21–44 % и сравнительно невысокую зольность (от 4 до 19 %) при значительной неравномерности её даже по отдельным участкам месторождений. Технические характеристики и элементный состав органической массы КАУ представлены в табл. 1.1.

Таблица 1.1

Средние показатели углей основных месторождений
Канско-Ачинского бассейна

Месторождение	Мар-ка	Содержание, %				K _{ло}	Теплота сгорания, кДж/кг	
		W ^r	A ^d	V ^{daf}	S _{об} ^d		горючей массы Q _H ^d	рабочей массы Q _H ^r
Абанское	Б ₂	33,5	12	48	0,5	1,2	26648	14749
Барандатское:								
среднее качество	Б ₂	37	7,0	48	0,3	1,4	26900	14833
малозольный уголь	Б ₂	37	4,0	48	0,3	1,4	26900	15335
Березовское:								
среднее качество	Б ₂	33	7,0	48	0,3	1,3	26481	15671
малозольный уголь	Б ₂	33	4,0	48	0,3	1,3	26481	16215
Боготольское	Б ₁	44	12,0	48	0,0	1,4	26187	16006
Балахтинское	Б ₃	21	6,0	46	0,2	1,1	29665	20112
Итатское	Б ₁	40,5	11,7	48	0,7	1,3	20112	12821
Ирша-Бородинское	Б ₂	33	10,0	47	0,3	1,2	27067	15503
Назаровское	Б ₂	39	12	48	0,7	1,1	26104	13031
Переяславское	Б ₃	28	15	49	0,3	1,1	29540	16551
Саяно-Парти-	Г ₆	5,6	10	45	1,2		33667	26062
Урюпское	Б ₂	35	7	47	0,3	1,2	27864	15503

Химический состав золы у углей большинства месторождений бассейна практически не меняется в зависимости от глубины залегания пласта, что нельзя сказать про щелочные металлы для Берёзовского и Барандатского месторождений. Так, с увеличением глубины залегания берёзовского угля от 100 м до 200–220 м содержание щелочных металлов увеличивается с 2 % до 6–8 %.

Особенностью КАУ является высокое содержание в золе оксида кальция (25–68 %) и зависимость химического состава её от зольности. Кальций, как и магний, главным образом связан с органической массой в виде гуминовых кислот (90 %).

Непостоянство химического состава золы приводит к изменению её температурных и вязкостных характеристик, что оказывает существенное влияние на надёжность работы котлов. При минимальной зольности для Назаровского, Ирша-Бородинского и Берёзовского месторождений температура начала деформации золы (t_A) составляет соответственно 1160 °С, 1130 °С и 1200 °С, а температура жидкоплавкого состояния (t_C) 1350–1400 °С, 1450–1550 °С и 1470–1700 °С. По мере увеличения зольности в определенном интервале происходит резкое уменьшение всех температурных характеристик, а затем вновь увеличение из-за повышения в составе золы окиси кремния. В целом по бассейну к наиболее тугоплавким относится зола углей Берёзовского и Барандатского месторождений, имеющих минимальную зольность и максимальное содержание оксидов кальция.

Специфические качественные характеристики и особенности минеральной части КАУ (низкая теплотворная способность, высокая влажность и повышенное содержание окиси кальция) сдерживают широкомасштабное освоение КАБ.

1.4. Место парового котла в тепловой схеме ТЭС

Котельный агрегат является одним из основных элементов в схеме ТЭС (рис. 1.2).

В паровом котле 1 происходит превращение химической энергии, заключенной в топливе, в тепловую энергию. Там же эта тепловая энергия расходуется на нагрев воды до кипения, испарения воды и перегрев пара. Производственными отходами являются охлажденные дымовые газы, летучая зола и шлак. Сочетание топки и теплоиспользующих поверхностей называется котельным агрегатом.

Котельная установка – это более широкое понятие, включающее дополнительные устройства для приготовления и ввода в топку топлива; вентиляторы для подачи воздуха; дымососы для отвода в атмосферу дымовых газов; питательные насосы и другое, более мелкое оборудование.

Перегретый пар из котла поступает в паровую турбину 3, где энергия, заключенная в нем, превращается в механическую работу (вращение ротора). С ротором турбины связан ротор электрического генератора 4, в котором механическая работа превращается в электрическую энергию.

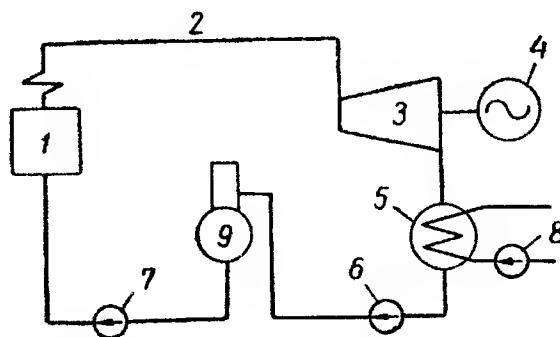


Рис. 1.2. Простейшая принципиальная схема паротурбинной электростанции:

1 – котельный агрегат; 2 – паропровод; 3 – паровая турбина; 4 – электрический генератор; 5 – конденсатор; 6 – конденсатный насос; 7 – питательный насос; 8 – циркуляционный насос; 9 – питательный бак (деаэратор)

Отработавший в турбине пар сбрасывается в конденсатор 5, куда подается охлаждающая вода 8. Конденсат из конденсатора турбины забирается конденсатным насосом 6 и подается далее в следующие многочисленные элементы тепловой схемы, включающие регенеративные подогреватели, деаэраторы и другие элементы. Далее питательная вода насосом 7 подается в паровой котел.

Приведенные данные свидетельствуют о важной роли котлоагрегата в работе тепловой схемы.

1.5. Принципиальная схема современной котельной установки

Схема котельной установки представлена на рис. 1.3.

Пылевоздушная смесь подается в топку 13 через пылеугольные горелки 11. Барабан котла 12 вынесен за пределы газохода. Вода из него по опускным трубам поступает в нижние коллекторы экранов 17, покрывающих все стенки топки. В экранах происходит частичное испарение воды. Далее пароводяная смесь поступает в барабан котла, где происходит отделение пара. Пар из барабана котла подается в пароперегреватель 20 и затем идет к потребителю. Дымовые газы из топки подаются в пароперегреватель и из него в опускную шахту. В опускной шахте расположены водяной экономайзер 21, в котором подогревается питательная вода до поступления в барабан котла, и воздухоподогреватель 22, где уходящие газы отдают тепло воздуху. Горячий воздух затем подается в углеразмольные мельницы и к пылеугольным горелкам. После котла дымовые газы очищаются от летучей золы в золоуловителях и через дымосос и дымовую трубу выбрасываются в атмосферу.

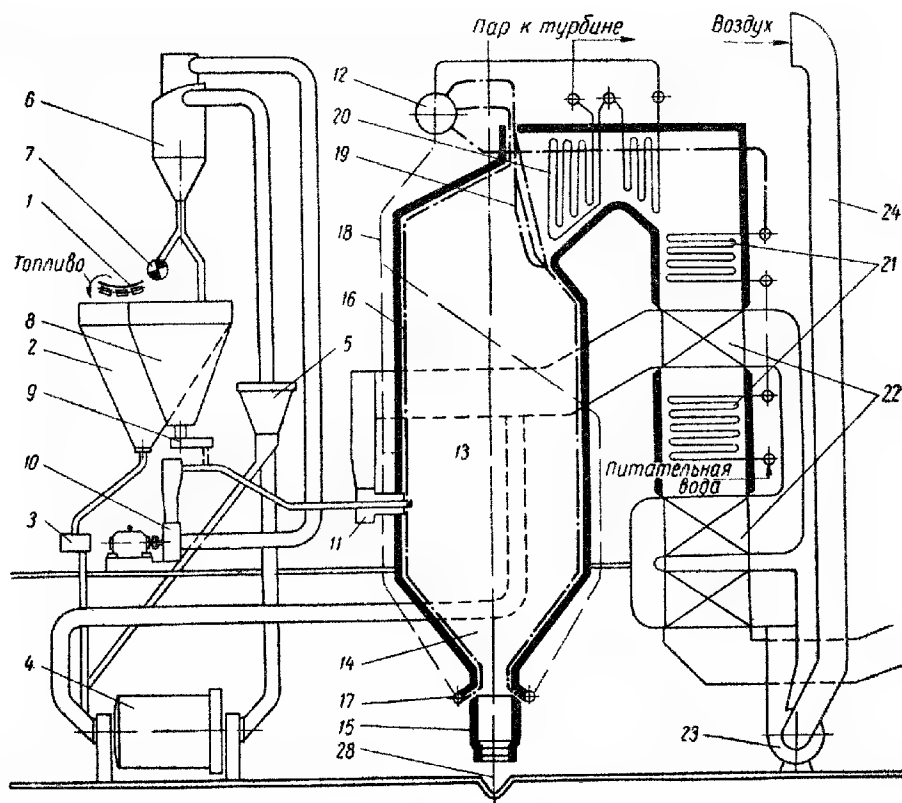


Рис. 1.3. Схема котельной установки:

1 – ленточный транспортер; 2 – бункер сырого угля; 3 – питатель сырого угля; 4 – пылеугольная мельница; 5 – сепаратор; 6 – циклон; 7 – пылевой шнек; 8 – бункер угольной пыли; 9 – питатель угольной пыли; 10 – мельничный вентилятор; 11 – горелки; 12 – барабан котла; 13 – топка; 14 – холодная воронка; 15 – шлаковый комод; 16 – топочные экраны (подъемные трубы); 17 – коллекторы экранов; 18 – водоподводящие (опускные) трубы; 19 – фестон; 20 – пароперегреватель; 21 – водяной экономайзер (две ступени); 22 – воздухоподогреватель (две ступени); 23 – дутьевой вентилятор; 24 – короб для забора воздуха

Паровой котел, обеспечивающий паром турбину сравнительно небольшой мощности – 100 МВт, вырабатывает пара около 400 т/ч при температуре перегрева 540–570 °С. При этом расход угля может составить от 50–100 тонн в час (в зависимости от его теплотворности). Высота такого котла 35–40 м, ширина и глубина 15–20 м.

2. ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЕ ТОПЛИВО

2.1. Основные определения, классификация

Топливом можно считать всякое вещество, выделяющее при определенных условиях большое количество тепловой энергии, которую в зависимости от технических и экономических показателей используют в различных отраслях. В котельных установках выделившаяся теплота используется для получения рабочего тела – водяного пара или горячей воды, используемых в технологических и отопительных установках, а также производства электрической энергии.

В настоящее время топливо можно разделить на две группы, различающиеся по принципу освобождения энергии: горючее, выделяющее теплоту при взаимодействии с другим веществом (окислителем); расщепляющееся (ядерное), которое выделяет теплоту в результате расщепления вещества топлива с одновременным образованием молекул других химических элементов.

Горючее топливо делят на органическое и неорганическое. *Органическое* топливо включает углеводородные химические соединения природного и искусственного происхождения, углерод и водород, а также их смеси. *Неорганическим* топливом являются неорганические вещества и их композиции, которые при взаимодействии с окислителем выделяют большое количество теплоты. Такими веществами могут быть металлы: алюминий (Al), магний (Mg), железо (Fe) и др. Чтобы горючее топливо выделило теплоту, необходима его химическая реакция с другим веществом – окислителем. В качестве окислителя в общем случае могут использоваться как чистый кислород (O_2) и его модификации (O , O_3), так и другие активные химические соединения – окислители: азотная кислота (HNO_3), перекись водорода (H_2O_2) и др. В энергетических установках в качестве окислителя, как правило, применяют воздух, содержащий 21 % (по объему) кислорода, и в особых случаях – чистый кислород.

Органическое топливо делят на ископаемое природное и искусственное, которое, в свою очередь, подразделяют на композиционное и синтетическое. *Ископаемое природное* топливо – это топливо, накопленное в недрах Земли и являющееся продуктом биохимических и химических превращений органического вещества растений и микроорганизмов, существовавших на Земле 0,5-500 млн. лет назад. К нему относятся: уголь, сланец, торф, природный газ, извлекаемые человеком из недр Земли. *Искусственное* топливо – это органическое топливо, созданное человеком путем соответствующей переработки, как правило, природных соединений (в том числе и природных топлив) с целью получения топлив с новыми наперед заданными свойствами. *Композиционное* топливо – это механическая смесь горючих (в том числе органического топлива), а в ряде случаев горючих и негорючих веществ, обладающая новыми теплотехническими свойствами по сравнению со свойствами исходных горючих. К композиционному топливу относятся топливные суспензии, топливные эмульсии, топливные брикеты, гранулы, топливо из горючих отходов и др.

Синтетическое топливо – продукт термохимической переработки горючих веществ (в том числе и органического топлива), обладающий новыми теплотехническими свойствами по сравнению с исходным горючим веществом. К синтетическому топливу относятся все продукты переработки нефти: бензин, керосин, дизельное топливо, мазут, жидкое топливо и газ, полученные из угля, и др.

При производстве тепловой энергии для теплоснабжения на теплоэлектростанциях, тепловых станциях, производственных и отопительных котельных используют в основном природное органическое топливо, однако уже в настоящее время созданы теплоэнергетические установки, работающие на искусственном органическом и расщепляющемся топливе. Использование этих топлив в перспективе будет непрерывно расширяться.

2.2. Органическое топливо

2.2.1. Общие положения

Среди различных источников энергии, используемых в настоящее время, органическому топливу принадлежит ведущая роль (свыше 96 % в масштабах всего мира). Органическое топливо останется основным источником энергии, по крайней мере, еще 100 лет и только со второй половины XXI века оно, возможно, уступит свою ведущую роль ядерному горючему. Данные по запасам органического топлива и других энергоресурсов приведены в табл. 2.1.

Таблица 2.1

Энергоресурсы			
Энергоресурс	Запасы, 10^{12} МВт · ч ¹		
	прогнозируемые	разведанные	готовые к использованию
1	2	3	4
Невозобновляемые энергоресурсы			
Органическое топливо	100,2	50,3	
В том числе:			
уголь	91,4	49	23,5
нефть	6,0	1	0,5
горючий газ	5,1	0,8	0,5
Ядерное топливо ² ²³⁵ (U,Th)	$16,7 \cdot 10^3$		
Возобновляемые энергоресурсы³			
Гидроэнергия	0,15	0,15	0,15
Геотермальная энергия ⁴	$4,1 \cdot 10^9$	-	-
Солнечная энергия ⁵	326	-	-

¹ 10^{12} МВт · ч¹ эквиваленты 200 млрд. тонн угля с теплотой сгорания 18 МДж/кг.

² По цене металлического ²³⁵U, Th до 200 долл./кг.

³ Ежегодно.

⁴ До глубины 15 км.

⁵ Приходящаяся на сушу Земли.

Основным потребителем топлива (до 40 %) являются электростанции. Различные виды топлива в разные годы играли неодинаковую роль. В соответствии с общей тенденцией в изменении структуры топливного баланса в электроэнергетике длительное время наблюдался рост потребления преимущественно жидкого и газового топлива (до 50 %), однако в настоящее время твердое топливо снова становится основным для электростанций. Его доля на ТЭС будет расти особенно быстро при переходе к комплексному энерготехнологическому использованию, при котором твердое топливо (уголь, горючий сланец, торф) служит одновременно и как источник энергии, и как источник ценного химического сырья, получаемого из его органической и минеральной части.

2.2.2. Происхождение органического топлива

По своему составу органическое топливо можно разделить на твердое, жидкое и газообразное. По современным представлениям все эти три группы органических ископаемых топлив имеют аналогичное происхождение. Органические ископаемые образовались из органического вещества растений и микроорганизмов различных периодов развития биологических структур на Земле. Различия встречающегося в недрах Земли природного топлива обусловлены особенностями исходных органических остатков, из которых оно формировалось, а также условиями их преобразований.

Исходные органические вещества, имеющиеся в составе высших растений и микроорганизмов и способные принимать участие в формировании горючих ископаемых, делят на несколько групп химических соединений.

1. Углеводы – главная составная часть стенок растительных клеток. Основным представителем этой группы соединений является целлюлоза $C_6H_{10}O_5$. Другие представители углеводов – гемицеллюлозы, в отличие от клетчатки легко гидролизуются в водной среде и могут вымываться из залежи, но могут также вступать в реакции с аминокислотами, переходя при этом в состав высокомолекулярного нерастворимого соединения.

2. Лигнин – высокомолекулярное соединение, заполняющее межклеточное пространство высших растений. Лигнин растительных остатков легко поддается окислению, но более устойчив к действию бактерий по сравнению с целлюлозой.

3. Белки – вещество, входящее в состав протоплазмы клеток всех организмов.

4. Липоиды – вещества, входящие главным образом в состав кутикулярной пленки, образующей внешнюю оболочку одноклеточных и многоклеточных растений; к липоидам относятся смолы, воски и жиры.

С точки зрения склонности к естественному распаду различные составляющие растительных организмов можно разбить на две группы.

1. Целлюлоза, гемицеллюлоза, белки и другие составляющие легко поддаются разложению и, как правило, удаляются из места скопления растительных остатков.

2. Лигнин, воски, смолы, углеводороды и другие вещества трудно поддаются или вовсе не поддаются разложению в течение нескольких геологических периодов.

По современным представлениям все основные группы веществ, имеющих в составе органических остатков, при определенных условиях могли принять участие в формировании горючих ископаемых. В условиях заболоченной суши накопление органического материала происходило преимущественно за счет отмерших высших растений. Трансформация их органических остатков привела в дальнейшем к образованию горючих ископаемых класса гумолитов. Органические остатки, накапливавшиеся на дне прибрежных зон морей и океанов, состояли в основном из разложившихся одноклеточных организмов. Подвергаясь превращениям в условиях полного отсутствия кислорода, они образовали так называемый сапропель, из которого далее формировались горючие ископаемые класса сапропелитов.

К гумолитам относят торф и большинство ископаемых углей, к сапропелитам – некоторые сравнительно редко встречающиеся угли, а также большинство горючих сланцев, нефть и природный горючий газ.

Встречаются гумолиты с весьма различной степенью преобразования исходного органического материала. Принято различать три стадии их преобразования: торфяную, буроугольную и каменноугольную. Преобладающие на той или иной стадии процессы обусловлены внешними и внутренними факторами, обеспечивающими защиту органического материала от окисления кислородом воздуха и возможность жизнедеятельности бактерий.

На торфяной стадии остатки растений накапливаются и преобразуются вначале при ограниченном контакте с воздухом, а затем при полной изоляции от него (под слоем воды). Преобразование растительного материала происходит преимущественно в результате биохимических процессов, связанных с жизнедеятельностью грибов и бактерий (главным образом анаэробных - не нуждающихся в воздухе благодаря способности усваивать кислород, находящийся в окружающей среде в химически связанном виде). В ходе преобразований имеет место как распад исходных высокомолекулярных веществ, так и синтез новых. Последние образуются биохимическим путем в самих микроорганизмах, а также за счет полимеризации и поликонденсации не усваиваемых этими организмами частей исходных молекул.

Наиболее типичная группа соединений, которые образуются на торфяной стадии - это гуминовые кислоты. В их образовании может принимать участие не только лигнин, имеющий сходную с ними химическую структуру, но также углеводы и белки - посредством совместной поликонденсации продуктов первичного распада этих соединений (простых сахаров и аминокислот).

По мере превращения исходного органического материала в гуминовые кислоты остатки растений теряют свою первоначальную форму и приобретают вид

бесструктурной массы. В торфяниках, существующих в настоящее время, этот процесс может находиться на разных стадиях. Глубина преобразования материнского материала в торфянике характеризуется степенью разложения торфа. Другой важной характеристикой современных торфов является тип исходной растительности, из которой они образованы, или их ботанический состав. Ботанический состав торфа зависит главным образом от степени обводненности болота. Соответственно различают торфы низинные и верховые (существуют также промежуточные разновидности).

Буроугольная стадия существенно отличается от торфяной условиями, в которых происходит дальнейшее преобразование органического материала. Главным фактором, обеспечивающим превращение торфа в уголь, является глубокое захоронение торфяника в толще пород в результате тектонических явлений - сдвигов в земной коре. Образующаяся над пластом органического материала кровля защищает его от возможного разрушения (окисления) кислородом воздуха. Повышенные температуры (предположительно 180 – 250 °С) и давления (до $3 \cdot 10^8$ Па), существующие на достаточной глубине под поверхностью земли, вызывают значительные изменения органических остатков. Изменения эти носят общее название углефикации (метаморфизма). Главными химическими процессами, протекающими под действием геотектонических факторов, являются: отделение наиболее слабо удерживаемых функциональных групп; поликонденсация (с выделением H_2O , CO_2 , CH_4); полимеризация.

Реакции первого и второго типа ведут к постепенному обогащению органического материала углеродом.

Каменноугольная стадия соответствует более высокой степени углефикации гумолитов. Глубина преобразований органического материала зависит в первую очередь от тектонической активности земной коры в районе нахождения залежи, а не от времени пребывания этой залежи в погребенном состоянии. Главным фактором, по-видимому, является температура (предполагают, что формирование каменных углей происходило при температурах 250–350 °С). Доказано, что некоторые горные породы, например содержащие окислы железа, могут играть роль катализаторов реакций полимеризации. Основным результатом метаморфизма на каменноугольной стадии являются: дальнейшее обогащение органического материала углеродом (главным образом за счет уменьшения содержания кислорода), повышение прочности и теплоты сгорания, появление заметной электропроводности.

Конечным итогом рассмотренных преобразований углей является превращение их в антрацит - разновидность угля, характеризующуюся металлическим блеском, высокой твердостью и хрупкостью, пониженным содержанием водорода. Встречаются месторождения, в которых степень углефикации органического материала еще выше, чем у антрацитов. Подобный материал представляет собой практически чистый углерод, обладающий четко выраженной мелкокристаллической структурой и называемый природным графитом.

Преобразование твердых горючих ископаемых сапропелевого происхождения разделяют на две стадии, соответствующие торфяной и каменноугольной стадиям преобразования гумолитов. Изменение органического материала на этих стадиях происходит под действием тех же факторов, которые рассмотрены выше, с той разницей, что из-за практически полного отсутствия кислорода с самого начала (большая толщина защитного слоя воды) на торфяной стадии определяющую роль играет жизнедеятельность специфических анаэробных бактерий. Вместе со значительными отличиями в составе исходного материала это и обусловило особенности химического строения и физической структуры сапропелитов по сравнению с гумолитами.

Торфяная стадия преобразования сапропелитов заключается в превращении студенистого сапропеля в сапроколл – плотную бесструктурную однородную массу, состоящую из смеси полимеризованных непредельных кислот, карбоновых кислот предельного ряда и продуктов превращения аминокислот.

Каменноугольная стадия углефикации сапропелитов заключается в дальнейшей полимеризации и поликонденсации органического вещества с превращением карбоновых кислот в соответствующие углеводороды, что сопровождается относительным увеличением содержания углерода.

В случае небольшого содержания минеральных примесей каменные угли сапропелитового происхождения называют богхедами. Богхеды представляют собой бурые или буро-черные образования, весьма однородные, без всякой слоистости, с характерным раковистым изломом.

Гораздо чаще встречаются сапропелиты, сильно забалластированные осадочными породами (песком, глиной), содержание которых иногда достигает 90 % и выше. Сапропелиты с содержанием минеральных примесей до 50–70 % называют горючими сланцами. Характерным отличием органического вещества сланцев - керогена, равно как и богхедов, является повышенное содержание водорода (9–11 %), а также отсутствие гуминовых веществ (на всех стадиях преобразований).

В формировании жидких и газовых горючих ископаемых из сапропеля решающая роль принадлежала геохимическим факторам - воздействию на органические остатки повышенных температур и давлений в присутствии имеющихся в земной коре веществ-катализаторов, влияние которых обусловило избирательную направленность преобразований органического материала. Возможно также, что в преобразовании органических остатков участвовали и радиохимические реакции (радиолиз), названные излучением радиоактивных горных пород. В результате указанных воздействий органический материал превращался в наиболее устойчивые органические соединения - углеводороды метанового, нефтенowego и ароматического ряда.

Находясь в жидком состоянии, смесь углеводородов перемещалась (мигрировала) сквозь пористые породы земной коры, пока не оказывалась в зонах, ограниченных непроницаемыми пластами. Важную роль в накоплении и миграции углеводородов играли подземные воды. Геоло-

гами доказано, что существующие в наши дни месторождения нефти иногда располагаются в тысяче километрах и далее от тех мест, где первоначально скапливались органические остатки.

Наряду с углеводородами нефти образовывались низкомолекулярные углеводороды, главным образом метан. Обладая повышенной подвижностью по сравнению с жидкими продуктами, они либо просачивались в атмосферу, либо образовывали отдельные скопления, но могли также остаться в месторождении нефти. В условиях особенно интенсивного воздействия геохимических факторов преобразование органических остатков приводило к образованию смесей, состоящих преимущественно из легких углеводородов и даже практически из одного метана, т. е. к появлению газовых и газоконденсатных месторождений, генетически не связанных с нефтяными месторождениями.

2.3. Состав топлива

Особенностью твердых и жидких топлив является сложность химического состава их органического вещества, что предопределило оценку их состава по процентному содержанию в нем химических элементов.

Газообразное топливо, представляющее собой механическую смесь достаточно простых углеводородов и других известных соединений, оценивается по доле этих соединений в топливе. В общем случае состав органического топлива можно разделить на горючую и негорючую части (рис. 2.1).



Рис. 2.1. Схема составляющих органического топлива

Горючая часть топлива (твердого и жидкого) представляет собой в основном органические соединения, образованные пятью химическими элементами: углеродом (C), водородом (H), серой (S), кислородом (O) и

азотом (N). При этом кислород и азот топлива не участвуют в экзотермических реакциях и поэтому являются как бы “внутренним балластом” топлива. Горючая часть топлива включает также некоторые минеральные соединения (например бисульфид железа FeS_2), которые взаимодействуют с кислородом воздуха при высокой температуре также со значительным тепловыделением. Минеральные компоненты топлива типа FeS_2 , так называемый железный колчедан, имеют две минералогические разновидности: пирит и марказит.

Присутствие серы в топливе в значительной степени определяет его склонность к образованию вредных выбросов при сжигании и коррозионную активность продуктов сгорания. Сера заключена как в горючей, так и в минеральной части топлива. Поэтому общее содержание серы в топливе S представляет собой сумму трех слагаемых: серы в органическом веществе топлива (органическая сера S_o), серы в сульфидах топлива (пиритная или сульфидная сера S_s) и серы в негорючей части топлива (сульфатная сера S_{SO_4}):

$$S = S_o + S_s + S_{\text{SO}_4},$$

при этом горючая сера $S_c = S_o + S_s$; $S_t = S_c + S_{\text{SO}_4}$.

Негорючая часть топлива (см. рис. 2.1) состоит из влаги W_t и минеральной части M , образующей при сгорании золу A . Состав твердого и жидкого топлива обычно выражают в % по массе. При этом за 100 % могут быть приняты:

рабочая масса – состояние топлива с содержанием влаги и золы, с которыми оно добывается и отгружается потребителю:

$$C^r + H^r + O^r + N^r + S_c^r + A^r + W^r = 100 \%;$$

аналитическая масса – топливо, подготовленное к проведению его анализа, измельченное и приведенное в равновесие с условиями лабораторного помещения:

$$C^a + H^a + O^a + N^a + S_c^a + A^a + W^a = 100 \%;$$

сухая масса – состояние топлива без содержания общей влаги (кроме гидратной):

$$C^d + H^d + O^d + N^d + S_c^d + A^d = 100 \%;$$

сухая беззольная (горючая) масса – условное состояние топлива, не содержащего общей влаги и золы:

$$C^{\text{daf}} + H^{\text{daf}} + O^{\text{daf}} + N^{\text{daf}} + S_c^{\text{daf}} = 100 \%;$$

органическая масса – горючая масса топлива без колчеданной и сульфатной серы:

$$C^o + H^o + O^o + N^o + S_c^o = 100 \%.$$

Пересчеты содержания компонентов, выраженных в процентах одного состояния топлива, в проценты другого его состояния производят на основе уравнения его состава для каждого состояния.

Для получения, например, коэффициента пересчета состава топлива с аналитической массы на рабочую составим отношение

$$\frac{C^r + H^r + O^r + N^r + S_c^r + A^r}{C^a + H^a + O^a + N^a + S_c^a + A^a} = \frac{100 - W^r}{100 - A^r}.$$

Таблица 2.2

Формулы пересчета состава топлива из одного состояния в другое

Состояние топлива	Пересчет в состояние топлива				
	рабочее r	аналитическое a	сухое d	сухое беззольное daf	органическая масса o
Рабочее r	1	$\frac{100 - W^a}{100 - W_t^r}$	$\frac{100}{100 - W_t^r}$	$\frac{100}{100 - (W_t^r + A^r)}$	$\frac{100}{100 - (W_t^r + M^r)}$
Аналитическое a	$\frac{100 - W_t^r}{100 - W^a}$	1	$\frac{100}{100 - W^a}$	$\frac{100}{100 - (W^a + A^a)}$	$\frac{100}{100 - (W^a + M^a)}$
Сухое d	$\frac{100 - W_t^r}{100}$	$\frac{100 - W^a}{100}$	1	$\frac{100}{100 - A^d}$	$\frac{100}{100 - M^d}$
Сухое беззольное daf	$\frac{100 - (W_t^r + A_t^r)}{100}$	$\frac{100 - (W^a + A^a)}{100}$	$\frac{100 - A^d}{100}$	1	$\frac{100 - A^d}{100 - M^d}$
Органическая масса o	$\frac{100 - (W_t^r + M_t^r)}{100}$	$\frac{100 - (W^a + M^a)}{100}$	$\frac{100 - M^d}{100}$	$\frac{100 - M^d}{100 - A^d}$	1

Здесь М – минеральное вещество топлива, %; W^a – влага аналитической пробы топлива, %

С учетом того, что в левой части уравнения слагаемые числителя отличаются от соответствующих слагаемых знаменателя одним и тем же постоянным множителем; обозначив произвольное слагаемое через X, получим

$$\frac{X^r}{X^a} = \frac{100 - W^r}{100 - W^a} = k_1,$$

откуда

$$X^r = k_1 X^a,$$

где

$$k_1 = \frac{100 - W^r}{100 - W^a}.$$

Аналогичным образом находят пересчетные коэффициенты для других масс топлива. Формулы пересчета приведены в табл. 2.2.

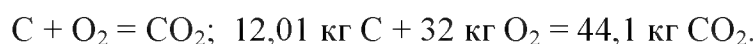
3. МАТЕРИАЛЬНЫЕ БАЛАНСЫ ПРОЦЕССОВ ГОРЕНИЯ

3.1. Теоретически необходимое для горения количество воздуха

Горением является химический процесс взаимодействия вещества с окислителем, сопровождающийся интенсивным выделением тепла. Характерной особенностью процесса горения является быстрота протекания реакции. Этим горение отличается от других окислительных процессов, протекающих с медленным выделением тепла (например гниение). Роль окислителя в котельных установках играет кислород атмосферного воздуха.

В процессе окисления горючих веществ происходят сложные химические превращения, которые не могут быть описаны простыми уравнениями. Уравнения химических реакций отдельных горючих составляющих топлив дают лишь материальный баланс соответствующих итоговых реакций, не отражая при этом истинного механизма процесса окисления веществ. Продуктами полного сгорания топлива являются углекислый газ (CO_2), сернистый газ (SO_2) и вода (H_2O).

Подсчитаем количество воздуха, необходимого для полного сгорания топлива и объемы продуктов сгорания



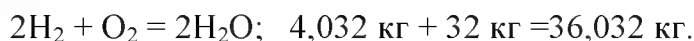
При сгорании 12 кг углерода расходуется 32 кг кислорода и получается 44 кг CO_2 . То есть на 1 кг C приходится примерно 2,66 кг O_2 .

При горении серы



Или на 1 кг серы расходуется примерно 1 кг кислорода.

При горении водорода:



Или на 4,032 кг водорода расходуется 32 кг кислорода и получается

36,032 кг воды.

Для полного сгорания 1 кг рабочей массы топлива, элементарный состав которого выражается в процентах по весу, количество теоретически необходимого кислорода, с учетом содержащегося в топливе кислорода, может быть определено (кг/кг):

$$L_{\text{O}_2}^0 = 2,6 \frac{\text{C}^p}{100} + \frac{\text{S}_{\text{ор+к}}^p}{100} + 8 \frac{\text{H}^p}{100} - \frac{\text{O}^p}{100} \text{ кг/кг}.$$

Учитывая, что в воздухе содержится 23,2 % кислорода по массе (а по объему 21 %), получаем теоретическую потребность в воздухе

$$L_B^o = \frac{L_{O_2}^o \cdot 100}{23,2} = \frac{2,66C^p + S_{op+k}^p + 8H^p - O^p}{100} \cdot \frac{100}{23,2} \frac{\text{кг воздуха}}{\text{кг топлива}}.$$

Учитывая, что плотность воздуха $\rho_B = 1,293 \text{ кг/нм}^3$, подсчитываем количество теоретически необходимого воздуха в объемных единицах:

$$V_B^o = \frac{L_B^o}{\rho_B} = 0,0889C^p + 0,266H^p + 0,0333(S_L^p - O^p) \frac{\text{нм}^3 \text{ воздуха}}{\text{кг топлива}}.$$

Аналогично выводится формула и для сжигания газообразного топлива:

$$V_B^o = 0,0476 \left[0,5CO^T + 0,5H_2^T + 2,0CH_4^T + 1,5H_2\rho^T + \right. \\ \left. + \sum \left(m + \frac{n}{4} \right) CH_n^T - O_2^T \right] \frac{\text{нм}^3 \text{ воздуха}}{\text{нм}^3 \text{ газа}}.$$

3.2. Теоретические объемы продуктов полного сгорания топлив

При полном сгорании 1 кг топлива (или 1 нм³ газообразного) в продуктах сгорания должны содержаться CO₂, O₂, H₂O и N₂. Получаемые при этом объемы газов называются теоретическими.

При полном сгорании 1 кг углерода получается $44 : 12 = 3,66$ кг углекислого газа. Тогда объем углекислого газа $V_{CO_2} = 3,66 \frac{C^r}{100 \rho_{CO_2}} \text{ нм}^3/\text{кг}$.

Аналогичные подсчеты позволяют определить объем сернистого газа:

$V_{SO_2} = 2 \frac{S_{op+k}^r}{100 \rho_{SO_2}} \text{ нм}^3/\text{кг}$. Или $V_{RO_2} = V_{CO_2} + V_{SO_2} \text{ нм}^3/\text{кг}$ – объем трехатомных газов. Подставив значения плотностей $\rho_{CO_2} = 1,964 \text{ кг/нм}^3$ и $\rho_{SO_2} = 2,858 \text{ кг/нм}^3$, получим расчетную формулу для подсчета объема трехатомных газов на 1 кг топлива, нм³/кг

$$V_{RO_2}^{cl} = 0,01866(C^r + 0,375S_{op+k}^r).$$

При определении объема трехатомных газов для горючих сланцев к расчетной величине, полученной выше, необходимо прибавить объем карбонатной углекислоты, полученной при разложении карбонатов золы. Тогда формула применительно к горючим сланцам будет выглядеть так:

$$V_{RO_2}^{cl} = 0,01866(C^r + 0,375S_L^r) + 0,509 \frac{A_{CO_2}^r}{100} K_{CO_2}.$$

где $A_{CO_2}^p$ – доля зольности (в % по весу), превращающаяся в CO₂ ввиду разложения карбонатов; 0,509 – удельный объем CO₂, нм³/кг; K_{CO_2} – степень раз-

ложения карбонатов золы, принимается равной 0,7 при слоевом сжигании и 1,0 при камерном сжигании.

Теоретический объем азота в продуктах сгорания, $\text{нм}^3/\text{кг}$

$$V_{\text{N}_2}^o = 0,79V_{\text{B}}^o + \frac{N^r}{100} \frac{1}{\rho_{\text{N}_2}},$$

где $\rho_{\text{N}_2} = 1,25$ – плотность азота, входящего в состав топлива, $\text{кг}/\text{нм}^3$.

После подстановки получаем

$$V_{\text{N}_2}^o = 0,79V_{\text{B}}^o + 0,008N^r.$$

В дымовых газах всегда содержатся водные пары. Они попадают в продукты сгорания следующим путем:

1) в результате окисления водорода топлива (при сгорании 1 кг водорода получается 8,94 ~ 9 кг воды):

$$8,94 \frac{H^r}{100} \cdot \frac{1}{\rho_{\text{H}_2\text{O}}};$$

2) за счет влаги топлива:

$$\frac{W^r}{100} \cdot \frac{1}{\rho_{\text{H}_2\text{O}}};$$

3) с атмосферным воздухом:

$$\frac{dV_{\text{B}}^o \rho_{\text{B}}}{100} \cdot \frac{1}{\rho_{\text{H}_2\text{O}}},$$

где d – содержание влаги в топливе, $\text{г}/\text{кг}$ (обычно в расчетах принимается $d = 10 \text{ г}/\text{кг}$), $\rho_{\text{B}} = 1,293 \text{ кг}/\text{нм}^3$ – плотность воздуха;

4) с паром, иногда используемым для распыливания жидкого топлива через форсунки:

$$\frac{W_{\text{ф}}}{\rho_{\text{H}_2\text{O}}},$$

где $W_{\text{ф}}$ – расход пара на распыливание 1 кг мазута, $\rho_{\text{H}_2\text{O}} = 0,804$ – плотность водяного пара при атмосферном давлении, $\text{кг}/\text{нм}^3$.

Таким образом, теоретический объем водяных паров в общем случае будет равен

$$V_{\text{H}_2\text{O}}^o = 0,111H^r + 0,0124W^r + 0,0161V_{\text{B}}^o + 1,24W_{\text{ф}} \text{ нм}^3/\text{кг}.$$

Теоретический объем сухих газов, $\text{нм}^3/\text{кг}$, состоит из объемов трехатомных газов и азота:

$$V_{\text{сг}}^o = V_{\text{RO}_2}^o + V_{\text{N}_2}^o.$$

Суммарный теоретический объем продуктов сгорания равен:

$$V_{\Gamma}^o = V_{\text{сг}}^o + V_{\text{H}_2\text{O}}^o.$$

3.3. Действительные объемы продуктов сгорания при полном и неполном горении

В реальных условиях работы котельных агрегатов вследствие несовершенства процесса смесеобразования добиться полного сгорания топлива при теоретическом количестве воздуха невозможно. Поэтому количество подаваемого в топку воздуха $V_{\text{в}}$ всегда больше теоретически необходимого $V_{\text{в}}^o$.

Отношение действительного количества подаваемого воздуха к теоретически необходимому называется коэффициентом избытка воздуха:

$$\alpha = \frac{V_{\text{в}}}{V_{\text{в}}^o}.$$

Величина коэффициента избытка воздуха выбирается в зависимости от свойств топлива, способа сжигания, конструкции топочных устройств и др. Коэффициент избытка воздуха в топке $\alpha_{\Gamma} = 1,1-1,3$.

При наличии избыточного воздуха действительный объем газов будет больше теоретического:

$$V_{\Gamma} = V_{\text{сг}} + V_{\text{H}_2\text{O}}.$$

Действительный объем сухих газов, $\text{нм}^3/\text{кг}$

$$V_{\Gamma} = V_{\text{CO}_2}^o + (\alpha - 1) V_{\text{в}}^o.$$

Увеличение объема газов происходит за счет объемов азота и кислорода избыточного воздуха

$$V_{\text{N}_2} = V_{\text{N}_2}^o + 0,79(\alpha - 1) V_{\text{в}}^o,$$

$$V_{\text{O}_2} = 0,21(\alpha - 1) V_{\text{в}}^o,$$

$$V_{\text{сг}} = V_{\text{RO}_2} + V_{\text{N}_2} + V_{\text{O}_2}.$$

Несколько возрастает объем водяных паров:

$$V_{\text{H}_2\text{O}} = V_{\text{H}_2\text{O}}^o + 0,0161(\alpha - 1) V_{\text{в}}^o.$$

Обычно в газоходах котла разрежение. При наличии неплотностей имеет место присос воздуха в газоход котла из окружающей среды. Допустимая величина присосов воздуха в топку составляет от 5 до 10 % от теоретически необходимого, т. е. $\Delta\alpha = 0,05-0,1$. Имеются нормативные присосы по газоходам котла.

В условиях работы котельных агрегатов в дымовых газах почти всегда имеются в большем или меньшем количестве продукты неполного сгорания топлива (CO , H_2 , CH_4 и др.). Если бы горючими составляющими топлива были только углерод и сера, а кислород в нем отсутствовал, то при полном сгорании топлива с теоретическим количеством воздуха процентное содержание трехатомных газов составило бы

$$RO_2 = \frac{V_{RO_2}}{V_{C_2}^o} \cdot 100 = 21\%.$$

Но в топливе содержится еще водород и кислород. Поэтому обычно $RO_2 < 21\%$.

Для каждого топлива, в зависимости от его элементарного состава, существует некоторое максимальное содержание трехатомных газов $RO_2^{\text{макс}}$, которое достигается при полном сгорании и при теоретически необходимом количестве воздуха. Расчет (для твердых или жидких топлив) может быть проведен по формуле

$$RO_2^{\text{макс}} = \frac{V_{RO_2}}{V_{\text{сг}}^o} \cdot 100,$$

где V_{RO_2} и $V_{\text{сг}}^o$ подсчитываются по приведенным ранее формулам.

Пренебрегая азотом топлива, ввиду его малой величины, получается формула

$$RO_2^{\text{макс}} = \frac{21}{1 + 2,37 \frac{H^p - 0,126O^p}{C^p + 0,375S_{\text{л}}^p}}.$$

Выражение, стоящее в знаменателе, зависит только от элементарного состава топлива и обозначается

$$\beta = 2,37 \frac{H^p - 0,126O^p}{C^p + 0,375S_{\text{л}}^p}.$$

Эта величина называется характеристическим коэффициентом топлива и для каждого топлива указывается в справочной литературе.

Тогда

$$RO_2^{\text{макс}} = \frac{21}{1 + \beta} \%.$$

Для твердых топлив $\beta = 0,035-0,15$.

Для сланцев и мазута $\beta = 0,2-0,35$.

Для газообразных топлив $\beta = 0,21 \frac{0,01N_2 + 0,79V_{\text{в}}^o}{V_{RO_2}} - 0,79$.

Величина коэффициента β для природного газа $\beta = 0,7-0,8$.

Определенное по вышеприведенной формуле $RO_2^{\text{макс}}$ находится в пределах:

твердые топлива	$RO_2^{\text{макс}} = 18-20;$
мазут	$RO_2^{\text{макс}} = 16-17;$
природный газ	$RO_2^{\text{макс}} = 11-13.$

Состав продуктов сгорания топлива определяется с помощью специальных приборов – газоанализаторов. По принципу действия газоанализаторы делят на три группы.

Газоанализаторы первой группы основаны на принципе избирательного поглощения. Бывают ручные или автоматические химические газоанализаторы. Газоанализаторы второй группы основаны на принципе сравнения физических свойств газов и воздуха.

Наибольшее распространение получили электрические газоанализаторы. Они контролируют избыток воздуха путем измерения содержания CO_2 . В них используется принцип сравнения теплопроводности воздуха и CO_2 .

Имеются газоанализаторы для определения содержания кислорода, принцип действия которых основан на различных магнитных свойствах газов.

Еще одна группа газоанализаторов – хроматографы. Они позволяют провести очень точное определение содержания любых компонентов в газовой смеси.

4. ТЕПЛОВОЙ БАЛАНС И КПД КОТЕЛЬНОГО АГРЕГАТА

4.1. Основные составляющие теплового баланса

Большая часть тепла, вносимого в котельный агрегат, воспринимается поверхностями нагрева и передается рабочему телу. За счет этого тепла производится подогрев воды, ее испарение и перегрев пара. Это и будет полезно использованное тепло. Остальное тепло (6–10 % в современных мощных агрегатах) не используется ввиду различных потерь. Распределение вносимого в котельный агрегат тепла на полезно используемое и отдельные потери хорошо видно из теплового баланса. Общий вид уравнения теплового баланса:

$$Q_p^r = Q_1 + Q_2 + Q_3 + Q_4 + Q_5 + Q_6,$$

где Q_p^r – располагаемое тепло на 1 кг рабочего тела, кДж/кг;

Q_1 – полезно используемое тепло, кДж/кг;

Q_2 – потеря тепла с уходящими газами, кДж/кг;

Q_3 – потеря тепла от химической неполноты горения, кДж/кг;

Q_4 – потеря тепла от механического недожога, кДж/кг;

Q_5 – потеря тепла от наружного охлаждения (в окружающую среду), кДж/кг;

Q_6 – потеря с физическим теплом шлаков, кДж/кг.

Если все составляющие разделить на Q_p^r и умножить на 100, то получим:

$$q_1 + q_2 + q_3 + q_4 + q_5 + q_6 = 100 \, \%. .$$

КПД котельного агрегата (брутто) находится как отношение полезно использованного тепла к располагаемому:

$$\eta_{\text{ка}} = q_1 = \frac{Q_1}{Q_p^r} \cdot 100 \, \%. .$$

Для современных мощных агрегатов $\eta_{\text{ка}} = 88\text{--}92\%$ (а для котлов малой мощности $\eta_{\text{ка}} = 75\text{--}80\%$).

КПД не учитывает расхода энергии на собственные нужды (на привод питательных насосов, дутьевых вентиляторов, дымососов, размол топлива, обдувку и т. д.), поэтому он называется КПД брутто.

КПД с учетом расхода электроэнергии и тепла на собственные нужды называется КПД нетто:

$$\eta_{\text{ка}}^{\text{н}} = \eta_{\text{ка}} - q_{\text{сн}},$$

где $q_{\text{сн}}$, %, – суммарный расход энергии на привод вспомогательных механизмов, расход тепла в виде пара на обдувку, потери с непрерывной продувкой, отнесенные к располагаемому теплу.

КПД брутто может быть подсчитан по прямому или обратному балансу.

Определение КПД по прямому балансу производится исходя из известного использованного тепла:

$$\eta_{\text{ка}} = \frac{Q_1}{Q_p^r} \cdot 100\%.$$

Для подсчета по этой формуле требуется измерение всех величин, характеризующих подводимое и полезно использованное в котлоагрегате тепло.

Метод обратного теплового баланса сводится к определению суммы всех потерь тепла, имеющих место при работе котлоагрегата.

Подсчет КПД производится по разности:

$$\eta_{\text{ка}} = 100 - (q_2 + q_3 + q_4 + q_5 + q_6) \%.$$

Зачастую выполняют прямой и обратный балансы и сравнивают полученные КПД.

4.2. Располагаемое и полезно используемое тепло

Располагаемое тепло котлоагрегата Q_p^r может быть представлено следующим уравнением:

$$Q_p^r = Q_H^r + Q_{\text{тл}} + Q_{\text{в.внеш}} + Q_{\text{ф}} - Q_{\text{к}},$$

где Q_H^r – низшая теплота сгорания топлива, кДж/кг;

$Q_{\text{тл}}$ – физическое тепло топлива, кДж/кг;

$Q_{\text{в.внеш}}$ – тепло, вносимое с воздухом, подогретым вне агрегата, кДж/кг;

$Q_{\text{ф}}$ – тепло, вносимое с паром, употребляемым для распыливания мазута, кДж/кг;

$Q_{\text{к}}$ – тепло, расходуемое на разложение карбонатов (при сжигании сланцев), кДж/кг.

Физическое тепло топлива равно:

$$Q_{\text{тл}} = C_{\text{тл}} t_{\text{тл}},$$

где $C_{\text{тл}}$ – теплоемкость топлива, кДж/кг;

$t_{\text{тл}}$ – температура топлива, °С.

Для твердых топлив обычно $t_{\text{тл}}$ невелико и этой величиной пренебрегают. Учитывают только тепло, вносимое с горячим мазутом, либо при подогреве горючих газов вне котла (утилизация промышленного тепла).

Тепло, вносимое воздухом при подогреве его вне котла, рассчитывают по формуле:

$$Q_{\text{в.внеш}} = \alpha'_{\text{гв}} V_{\text{в}}^{\circ} [(c_{\text{в}} t)_{\text{под.в}} - (c_{\text{в}} t)_{\text{хв}}].$$

Здесь: $\alpha'_{\text{гв}}$ – коэффициент избытка воздуха перед первой (по ходу воздуха) ступенью воздухоподогревателя;

$t_{\text{под.в}}$ – температура подогрева воздуха на входе в первую ступень в.п., °С;

$t_{\text{хв}}$ – температура холодного воздуха (~30 °С);

$c_{\text{в}}$ – теплоемкость воздуха, кДж/м³ °С.

(Тепло, получаемое воздухом в воздухоподогревателе в баланс не включается.)

Тепло, кДж/кг, вносимое в топку с форсуночным паром,

$$Q_{\text{ф}} = W_{\text{ф}} (i'' - 2510),$$

где $W_{\text{ф}}$ – расход пара на распыливание мазута, кг/кг;

i'' – энтальпия этого пара, кДж/кг;

2510 кДж/кг – условно принятая величина энтальпии пара.

Затрата тепла на разложение карбонатов (учитывается при сжигании горючих сланцев, содержащих большое количество карбонатов):

$$Q_{\text{к}} = 4080 k_{\text{CO}_2} \frac{A_{\text{CO}_2\text{К}}^{\text{r}}}{100},$$

где $A_{\text{CO}_2\text{К}}^{\text{r}}$ – содержание углекислоты карбонатов в рабочей массе сланцев, %;

k_{CO_2} – степень разложения карбонатов;

4080 кДж/кг – средний расход тепла на разложение карбонатов, отнесенный к 1 кг углекислоты.

Обычно в котлах без подогрева воздуха вне агрегата и при их работе не на сланцах $Q_{\text{р}}^{\text{r}} = Q_{\text{н}}^{\text{r}}$, кДж/кг.

Полезно использованное тепло (в общем случае) может быть выражено:

$$Q_1 = \frac{D}{B} (i_{\text{пе}} - i_{\text{пв}}) + \sum_1^n \frac{D_{\text{пром}}}{B} (i_{\text{пром}}^{\text{вых}} - i_{\text{пром}}^{\text{вх}}) + \frac{D_{\text{н}}}{B} (i'' - i_{\text{пв}}) + \frac{D_{\text{пр}}}{B} (i' - i_{\text{пв}}).$$

Здесь D – производительность котлоагрегата, кг/с;

$D_{\text{пром}}$ – расход пара на пром. перегрев, кг/с;

n – число пром. перегревов;

$D_{\text{н}}$ – расход насыщенного пара, кг/с;

$D_{\text{пр}}$ – расход котловой воды на продувку, кг/с.

Если величина продувки выражена в процентах к паропроизводительности P %, то $D_{\text{пр}} = \frac{P}{100} D$, кг/с;

$i_{\text{пе}}$ – энтальпия перегретого пара, кДж/кг;

i'' – энтальпия насыщенного пара, кДж/кг;

i' – энтальпия воды при температуре насыщения, кДж/кг;

$i_{\text{пром}}^{\text{вых}}$ – энтальпия перегретого пара на выходе из промышленного перегревателя, кДж/кг;

$i_{\text{пром}}^{\text{вх}}$ – энтальпия перегретого пара на входе в промышленный перегреватель, кДж/кг;

$i_{\text{пв}}$ – энтальпия питательной воды.

При отсутствии промышленного перегрева, и величине продувки не более 2 % можно использовать формулу

$$Q_1 = \frac{D}{B}(i_{\text{пе}} - i_{\text{пв}}).$$

4.3. Потери тепла с уходящими газами (q_2)

В тепловом балансе котельного агрегата наибольшей является потеря тепла с уходящими газами q_2 . Ее величина обычно находится в пределах от 4 до 8 % от располагаемого тепла.

Относительная потеря тепла с уходящими газами

$$q_2 = \frac{Q_2}{Q_{\text{л}}^{\text{р}}} \cdot 100 \, \%.$$

Абсолютная потеря тепла, кДж/кг,

$$Q_2 = (J_{\text{ут}} - J_{\text{хв}}) \left(1 - \frac{q_4}{100} \right),$$

где $J_{\text{ут}}$ – энтальпия уходящих газов, кДж/кг;

$J_{\text{хв}}$ – энтальпия холодного воздуха, кДж/кг;

q_4 – потеря тепла от механической неполноты горения, %.

Ввиду того, что объемы дымовых газов и их энтальпии рассчитываются без учета механической неполноты горения, разность энтальпий продуктов сгорания и холодного воздуха уменьшается на величину q_4 .

Энтальпия уходящих газов $J_{\text{ут}}$ подсчитывается при температуре уходящих газов $t_{\text{ут}}$ для коэффициента избытка воздуха $\alpha_{\text{ут}}$.

С повышением температуры уходящих газов потери тепла увеличиваются. Так, при росте $t_{\text{ут}}$ на 12–15 % величина q_2 повышается примерно на 1 %. Поэтому желательно $t_{\text{ут}}$ снижать. Температуры уходящих газов определяются технико-экономическим расчетом. С одной стороны, снижение $t_{\text{ут}}$ приводит к повышению КПД и экономии топлива. С другой стороны, для снижения температуры уходящих газов необходимо развивать “хвостовые” поверхности нагрева котла, работающие при незначительных температурных напорах (Δt), поэтому малоэффективны. Чем ниже стоимость угля и чем выше стоимость металла, тем выше оптимальная температура уходящих газов.

На выбор температуры уходящих газов значительное влияние оказывает влажность топлива и содержание в нем серы. При высоковлажных топливах

значительное снижение температуры уходящих газов может привести к выпадению влаги на стенках газохода. Это приводит к забиванию поверхностей нагрева золой, а также, при наличии окислов серы, к усиленной коррозии поверхностей нагрева. Температура точки росы повышается с увеличением содержания в газах окислов серы (SO_3).

При загрязнении поверхностей нагрева золой и шлаком происходит увеличение температуры уходящих газов, а следовательно, и снижение КПД установки.

Увеличение коэффициента избытка воздуха в топке (α_t) повышает и коэффициент избытка воздуха в уходящих газах (α_{yt}). Кроме того, через неплотности в обмуровке присасывается воздух из окружающей среды, также увеличивается α_{yt} . Возрастание объема уходящих газов вредно не только с точки зрения увеличения расхода энергии на привод дымососа, но и ввиду увеличения J_{yt} , а следовательно, и повышения q_2 .

Холодный воздух, поступая в газоходы через неплотности, не только увеличивает объем газов, но и снижает их температуру в районе поверхностей нагрева, уменьшая температурный напор (Δt), а следовательно, и теплоотдачу. Это повышает температуру уходящих газов.

Значительное снижение коэффициента избытка воздуха в топке (α_t) невозможно ввиду ухудшения процесса горения и увеличения потерь q_3 и q_4 .

4.4. Потери тепла от химической неполноты сгорания (q_3)

Нередко в дымовых газах содержатся продукты неполного сгорания CO , H_2 , CH_4 . Тепло, которое осталось технически связанным в недогоревших газах, составляет потерю от химической неполноты сгорания:

$$q_3 = \frac{Q_3}{Q_p^p} \cdot 100 \, \%.$$

В камерных топках при сжигании твердых топлив она не превышает 0,5 %, но при сжигании жидких и газообразных топлив может достигать 1-1,5 %.

В слоевых топках потери тепла от химической неполноты сгорания обычно выше, чем в камерных:

$$q_3 \approx 1 - 3 \, \%.$$

Потери тепла от химической неполноты сгорания зависят от величины коэффициента избытка воздуха в топке α_t . Поэтому выбор его имеет большое значение.

При плохой аэродинамике в топке, плохом горелочном устройстве и при малых α_t может возникнуть большая потеря q_3 . Потеря q_3 может повышаться при малых нагрузках котла, когда снижается температура в топке и замедляется процесс горения.

Продукты неполного сгорания могут появляться также при недостаточном времени пребывания дымовых газов в топке (когда мал объем топочной камеры, либо велика форсировка котла).

Потерю тепла от химической неполноты сгорания топлива при работе котельного агрегата, (кДж/кг или кДж/м³), можно определить на основании данных полного газового анализа продуктов сгорания:

$$Q_3 = V_{\text{сг}} (126,5 \text{ CO} + 108,1 \text{ H}_2 + 358,2 \text{ CH}_4) \left(1 - \frac{q_4}{100}\right),$$

где CO, H₂, CH₄ – соответственно содержание окиси углерода, водорода и метана в продуктах сгорания в % по объему; V_{сг} – объем сухих газов, м³/кг или м³/м³.

Множитель $\left(1 - \frac{q_4}{100}\right)$ учитывает, что объем сухих газов в реальных условиях несколько меньше, чем расчетный, за счет механической неполноты горения.

Значения потери q₃ при тепловом расчете котла принимаются по таблицам.

4.5. Потери тепла от механической неполноты сгорания топлива (q₄)

Топливо, поступающее в топку, сгорает не полностью. Некоторое количество топлива в слоевых топках проваливается через колосниковую решетку, а в камерных – в холодную воронку и не сгорает. Некоторая часть остается недогоревшей в шлаке, а некоторая доля уносится с дымовыми газами в газоды котла. Эти составляющие и образуют потерю от механического недожога:

$$q_4 = \frac{Q_4}{Q_r} \cdot 100 \, \%. \quad$$

Для камерных топок при сжигании твердых топлив величина q₄ находится в пределах 0,5–5 %, а для слоевых топок может достигать 12 %. Механический недожог жидких и газообразных топлив значительно меньше.

В общем случае

$$Q_4 = Q_4^{\text{пр}} + Q_4^{\text{шл}} + Q_4^{\text{ун}}.$$

Потери тепла с провалом Q₄^{пр} при сжигании твердого топлива в слоевых топках происходят ввиду провала части топлива между колосниками. Эта часть потери зависит от конструкции колосников, размера кусков и свойств топлива.

В камерных топках провал топлива в холодную воронку может возникнуть только при неналаженной работе пылеугольных горелок.

Потери тепла с недожогом в шлаке $Q_4^{\text{шл}}$ обусловлены содержанием горючих в шлаке. В слоевых топках количество горючих веществ в шлаке зависит от свойств и условий эксплуатации. Наиболее полно выгорают горючие в топливах с большим выходом летучих, с неспекающимся коксом, малозольные топлива с высокой температурой плавления золы.

Нарушение режима горения (недостаточный подвод воздуха в зону выжигания шлака, чрезмерная форсировка топки и др.) приводят к повышению содержания горючих в шлаке, а следовательно, и к повышению потери $Q_4^{\text{шл}}$.

В камерных топках с твердым шлакоудалением содержание горючих в шлаке невелико, но при форсировке горения выжиг шлака ухудшается. В камерных топках с жидким шлакоудалением содержание горючих в шлаке мало.

Потеря тепла с уносом $Q_4^{\text{ун}}$ происходит ввиду выноса из топки с дымовыми газами мелких частиц несгоревшего топлива. На эту потерю сильно влияют свойства топлива, однородность размера его кусков при слоевом сжигании, тонкость пыли в пылеугольных топках, аэродинамические и температурные условия в топке.

При сжигании в виде пыли топлив с большим выходом летучих, небольшой зольностью и тонким помолом, при достаточном избытке воздуха, равномерном подводе вторичного воздуха и высоком температурном уровне в топке потери тепла с уносом $Q_4^{\text{ун}}$ получаются незначительными.

Наиболее просто определяются потери тепла со шлаком. Их определяют путем взвешивания шлака. Затем отбирают пробы шлака и определяют содержание в них горючих веществ.

Определение потери тепла с уносом может производиться путем определения запыленности газов (дымовых) и путем определения содержания горючих в уносе (отбирается проба уноса). Определение содержания в дымовых газах летучей золы не может быть сделано с большой точностью, так как часть ее вместе с недогоревшими частицами топлива и сажи осаждается на поверхностях нагрева.

Потеря тепла с уносом может быть определена на основании золowego баланса котельного агрегата. Зная расход топлива и его зольность (A^r), можно подсчитать количество золы, внесенной в котлоагрегат. Затем от количества золы, внесенной с топливом, отнимается количество золы, находящееся в шлаке. Таким образом определяется количество золы, унесенной в газоходы котла. Отобрав пробу летучей золы и определив содержание горючих в ней, можно подсчитать и общую потерю с уносом. Подробно с этой методикой студенты будут ознакомлены при обработке результатов испытания котла, проведенного на лабораторных занятиях на ТЭЦ.

Потери тепла от механической неполноты горения, кДж/кг, могут быть подсчитаны по формуле

$$Q_4^{\text{шл+пр}} = a_{\text{шл+пр}} \frac{\Gamma_{\text{шл+пр}}}{100 - \Gamma_{\text{шл+пр}}} \cdot \frac{A^r}{100} Q_{\text{шл+пр}},$$

$$Q_4^{\text{ун}} = a_{\text{ун}} \frac{\Gamma_{\text{ун}}}{100 - \Gamma_{\text{ун}}} \cdot \frac{A^r}{100} Q_{\text{ун}},$$

где $a_{\text{шл+пр}} + a_{\text{ун}} = 1$;

$a_{\text{шл+пр}}$ – доля золы топлива в шлаке и провале;

$a_{\text{ун}}$ – доля золы в уносе (в долях единицы);

$\Gamma_{\text{шл}}$ – содержание горючих в шлаке, %;

$\Gamma_{\text{ун}}$ – содержание горючих в уносе, %;

$Q_{\text{шл}}$ – теплота сгорания горючих соединений в шлаке, кДж/кг;

$Q_{\text{ун}}$ – теплота сгорания горючих соединений в уносе, кДж/кг.

При слоевом сжигании содержание горючих в шлаке может достигать 30–40 %, в уносе 50–60 %. Содержание горючих в уносе при камерном сжигании

для бурых углей	0,5–1,5 %
для каменных углей	4–9 %
для тощих углей	10–20 %
для антрацитов	20–35 %.

Обычно для расчетов теплоту сгорания горючих веществ в шлаке и уносе условно считают равными. Ее принимают несколько меньшей, чем теплота сгорания чистого углерода: $Q_{\text{шл}} = Q_{\text{ун}} = 32700$ кДж/кг.

При проектировании котла величину q_4 принимают согласно рекомендациям, базирующимся на опытных данных.

КПД может быть подсчитан по прямому либо по обратному балансу. КПД брутто по прямому балансу

$$\eta_{\text{ка}} = \frac{Q_1}{Q_p^r} \cdot 100 \, \%.$$

КПД брутто по обратному балансу

$$\eta_{\text{ка}} = 100 - (q_2 + q_3 + q_4 + q_5 + q_6) \, \%.$$

КПД нетто отличается от КПД брутто расходом энергии на собственные нужды.

4.6. Потери тепла в окружающую среду (q_5)

За счет конвективного теплообмена происходит отдача тепла от наружных поверхностей различных элементов котлоагрегата, поскольку их температура выше температуры окружающей среды.

Потери тепла от наружного охлаждения (q_5) зависят от размера и температуры наружной поверхности, а также от температуры окружающего воздуха. Экспериментальное определение этой потери представляет значительные трудности.

В нормах расчета приведен график, по которому, зная производительность котла (т/ч), можно определить потерю q_5 , %:

$$q_5 = \frac{Q_5}{Q_p} \cdot 100 \, \%$$

На графике потери q_5 приведены в процентах, причем они уменьшаются с ростом мощности котлоагрегата. Это объясняется тем, что с увеличением мощности величина наружных теплоотдающих поверхностей растет медленнее, чем объем котла.

4.7. Потери с физическим теплом шлака (q_6)

Потеря с физическим теплом шлака

$$q_6 = \frac{Q_6}{Q_p} \cdot 100 \, \%,$$

где Q_6 – физическое тепло, удаляемое из котла шлака, кДж/кг, которое подсчитывается по формуле

$$Q_6 = a_{\text{шл}} c_z t_{\text{шл}} \frac{A^p}{100},$$

где $t_{\text{шл}}$ – температура шлака, °С;

c_z – средняя теплоемкость золы, кДж · °С/кг;

$a_{\text{шл}}$ – доля золы топлива в шлаке.

В топках с гранулированным (твердым) шлакоудалением, работающих на малозольных топливах, этой потерей пренебрегают. Для топлив с приведенной зольностью ($A^п = 6–16$) потеря со шлаком $q_6 \approx 0,5–1,5 \, \%$.

В топках с жидким шлакоудалением потеря с физическим теплом шлаков больше ввиду того, что температура шлака высока (1300–1600 °С). При жидком шлакоудалении для топлив с приведенной зольностью $A^п = 2–10 \, \%$ потеря физическим теплом шлаков достигает 1–1,5 %.

4.8. Составление золового баланса

Количество золы топлива, внесенного в топку, принимается за 100 %:

$$a_{\text{шл}} + a_{\text{ун}} = 100 \, \%,$$

где $a_{\text{шл}}$, $a_{\text{ун}}$ – количество золы в шлаке и уносе в процентах от общего количества золы, введенной в топку.

Величина $a_{\text{шл}}$ определяется по формуле

$$a_{\text{ш}} = \frac{\frac{A_{\text{ш}}}{100} G_{\text{ш}}}{\frac{A^r}{100} B} \cdot 100 = \frac{A_{\text{ш}} G}{A^r B} \cdot 100 \%$$

Зная $a_{\text{ш}}$ можно определить количество золы в уносе:

$$a_{\text{ун}} = 100 - a_{\text{ш}}.$$

Весовое количество уноса, кг/ч,

$$G_{\text{ун}} = \frac{A^r B}{A_{\text{ун}} 100} \cdot a_{\text{ун}},$$

где $A_{\text{ш}}$ – зольность шлака в %;

$A_{\text{ун}}$ – зольность уноса в %;

$G_{\text{ш}}$ и $G_{\text{ун}}$ – весовые количества шлака и уноса, кг/ч;

B – расход топлива, кг/ч.

5. ОСНОВЫ ТЕОРИИ ГОРЕНИЯ

5.1. Кинетика химических реакций

Основу процесса горения топлива представляет химическая реакция соединения с окислителем вещества топлива: углерода, водорода, серы. Эта реакция протекает в сложных условиях и сопровождается рядом физических процессов: диффузией окислителя и горючего вещества, передачей тепла, движением газов.

Чем скорее будет протекать этот процесс, тем меньше потребуется времени на окисление топлива, тем выше будет энергетический эффект процесса горения. С увеличением скорости химических реакций будет более совершенно использоваться топочное устройство.

Скоростью химической реакции называется количество вещества в молях, прореагировавшее в единице объема за единицу времени. Средней скоростью реакции вида: $a \cdot A + b \cdot B = c \cdot C + d \cdot D$ за единицу времени Δt будет отношение изменения концентрации одного из компонентов, в данном случае компонента A , к промежутку времени Δt , моль/м³/с:

$$V_A^{\text{ср}} = \frac{\Delta C_A}{\Delta t},$$

где $V_A^{\text{ср}}$ – средняя скорость реакции вещества;

C_A – концентрация вещества A ;

t – время, с.

Скорость химической реакции в данный момент выражается производной концентрации по времени, когда Δt стремится к нулю:

$$V_A = -\frac{dC_A}{d\tau}.$$

Знак минус указывает на уменьшение концентрации исходного вещества во времени.

Знак минус в выражении скорости химической реакции будет отсутствовать, если скорость реакции отнести к одному из конечных веществ:

$$V_D = \frac{dC_D}{d\tau}.$$

Скорость химических реакций зависит от химической природы реагирующих веществ, их концентрации и физических условий, т. е. Температуры, давления и пр.

Если физические условия одинаковы, то скорость одной и той же химической реакции, взятая для различных компонентов, будет различной. Но так как компоненты реакции расходуются и вновь образуются в эквивалентных количествах, то скорости их химических реакций будут пропорциональны друг другу:

$$V_A = \frac{a}{d} \sqrt{D},$$

то есть при расходе a молей компонента A образуется d молей компонента D . Согласно закону действующих масс скорость химической реакции в каждый момент времени пропорциональна произведению концентраций реагирующих веществ.

Так как в реакции участвуют молекулы исходных и вновь образующихся веществ, то, очевидно, частота столкновений будет пропорциональна произведению их концентраций. Для реакции, например, типа $A + B = C + D$

$$V = -\frac{dC_A}{d\tau} = kC_B C_A,$$

где k – коэффициент пропорциональности, называемый константой скорости реакции, зависящей от природы реагирующих веществ и от температуры (характеризует число эффективных столкновений молекул).

Умножив число эффективных столкновений на число молекул в единице объема (концентрацию), получим полное число молекул, реагирующих в единицу времени, или скорость химической реакции.

Если в реакции участвуют твердые или жидкие тела, то скорость их реакции не зависит от изменения их концентрации и в выражение скорости их концентрации не входят. Так для реакции горения углерода: $C + O_2 = CO_2$, скорость химической реакции выражается уравнением, в которое концентрация углерода не входит: $V = kC_{O_2}$. Наоборот, для реакции горения водорода: $2H_2 + O_2 = 2H_2O$; скорость реакции зависит от концентрации реагирующих веществ ($V = kC_{H_2}^2 C_{O_2}$).

Обычно всякая реакция идет в двух направлениях (прямом и обратном). По мере протекания процесса количество исходных веществ уменьшается, а

конечных увеличивается. Это изменение соотношения между компонентами реакции определяется результирующей скоростью реакции, представляющей разность скоростей прямой и обратной реакций.

Скорость прямой реакции $V_1 = k_1 C_A^a C_B^b$ (скорость прямой реакции все время уменьшается).

Скорость обратной реакции $V_2 = k_2 C_C^c C_D^d$ (все время увеличивается). Здесь C_A , C_B , C_C и C_D – мгновенные концентрации реагирующих веществ; a и b – числа молекул полученных веществ.

Результирующая скорость реакции все время уменьшается:

$$V = V_1 - V_2 = k_1 C_A^a C_B^b - k_2 C_C^c C_D^d,$$

и постепенно наступает момент химического равновесия, которое является динамическим равновесием. При этом $V_1 = V_2$ при $T = \text{const}$ или $k_1 C_A^a C_B^b = k_2 C_C^c C_D^d$. Тогда константа равновесия химической реакции

$$k_c = \frac{k_1}{k_2} = \frac{C_C^c C_D^d}{C_A^a C_B^b},$$

k_c является важной постоянной для данной реакции характеристикой. Она характеризует состав смесей исходных веществ и продуктов реакции в их равновесном состоянии и отражает закон действующих масс.

Принципиально все химические реакции являются обратимыми. Однако соотношение между скоростями прямой и обратной реакции часто бывает таким, что реакция как бы протекает в одном направлении.

Согласно принципу Ле-Шателье-Брауна при изменении внешних условий равновесие в разного рода процессах смещается так, чтобы противодействовать изменению внешних условий. Например, если прямая реакция экзотермична, то при повышении температуры равновесие смещается в сторону обратной реакции.

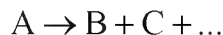
В реакциях горения, протекающих при температуре до 2000–2500 °С равновесие в реакциях горения CO , H_2 и др. сильно смещено в сторону продуктов горения. Практически реакции протекают в одну сторону с почти полным использованием горючего.

При более высоких температурах становятся заметными обратные реакции. Следовательно, за счет горения нельзя достичь очень высоких температур (например, 4000–5000 °С в зависимости от условий).

5.2. Порядок химических реакций. Энергия активации

При анализе протекания топочных процессов полагают реакции необратимыми. Необратимые реакции в зависимости от числа реагирующих молекул разделяются на реакции первого порядка, или мономолекулярные, реакции второго порядка, или бимолекулярные, реакции третьего порядка, или тримолекулярные. Реакциями первого порядка называются такие, в которых одно-

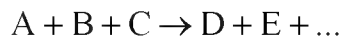
временно участвует одна молекула реагирующего вещества, давая одну или несколько новых молекул:



Реакциями второго порядка называются те, в которых участвуют две молекулы одного или разного вида, давая одну или несколько новых молекул:



Реакциями третьего порядка называются такие, в которых принимают участие одновременно три молекулы:



Соударение двух молекул происходит довольно часто, но одновременное соударение трех и более молекул менее вероятно.

Большинство тримолекулярных (и выше) реакций протекает ступенчато, расчлняясь на более простые бимолекулярные реакции.

Так, реакция $2H_2 + O_2 = 2H_2O$ – тримолекулярная, но она протекает, как показали исследования академика Н. А. Семенова, распадаясь на более простые реакции первого и второго порядка.

Скорость химической реакции, $1/м^3 \cdot с$, с учетом порядка может быть выражена:

$$V_1 = k_1 C_A^{n_A} C_B^{n_B},$$

где C_A и C_B – концентрации реагирующих веществ (число молекул в единице объема);

n_A и n_B – порядок реакции по реагирующему веществу;

k_1 – константа скорости реакции.

Если представить полимолекулярную реакцию, в которой участвуют молекулы одного и того же типа или молекулы разных веществ, но в равных начальных концентрациях в реакционном объеме, и если они расходуются поровну, то реакция будет подчиняться зависимости

$$\frac{dC}{d\tau} = -kC^n.$$

Решая это уравнение в пределах от $\tau = 0$ до $\tau = \tau$ или от C_0 до C , получаем зависимость текущей концентрации C от времени протекания реакции:

$$k\tau = \frac{1}{(n-1)C_0^{n-1}} \left[\left(\frac{C_0}{C} \right)^{n-1} - 1 \right].$$

Представив для простоты сопоставления начальную концентрацию $C_0 = 1$ и константы первых трех порядков равными, т. е. $k = k_1 = k_2 = k_3 = 1$, получим расчетное уравнение для полимолекулярных реакций

$$\tau = \frac{1}{n-1} \left(\frac{1}{C^{n-1}} - 1 \right).$$

Из рис. 5.1 видно, что чем выше порядок реакции, тем медленнее она протекает. То есть чем большее количество молекул должно участвовать в соударении, тем менее оно возможно.

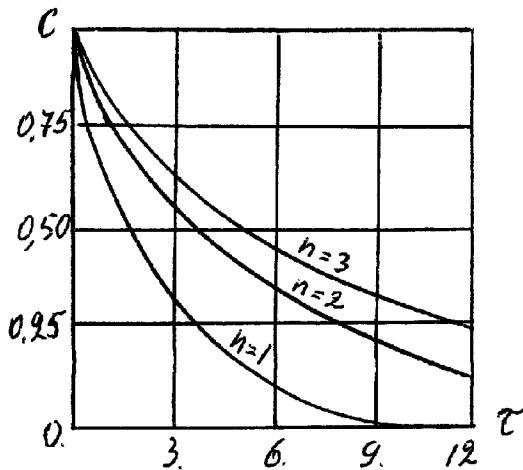


Рис. 5.1. Изменение концентрации по времени

Для того чтобы произошла химическая реакция между молекулами двух различных веществ, необходимо соударение этих молекул. Если бы каждое соударение приводило к реакции, то она протекала бы мгновенно. На самом деле это не так. Для того чтобы произошла реакция, необходима достаточная скорость молекул. Для совершения реакции должны быть разрушены старые связи между молекулами и образованы новые. Наименьшая энергия, необходимая молекуле для обеспечения реакции, называется энергией активации.

В газе всегда присутствуют молекулы с энергиями, отличающимися от средней (как выше, так и ниже средней). Число таких столкновений, при которых сталкивающиеся молекулы обладают энергией, большей некоторой величины, дается статистическим законом Максвелла – Больцмана

$$n_{\varepsilon} = n_0 e^{-\frac{\varepsilon}{RT}},$$

где n_0 — полное число столкновений, испытываемых одной реакционно-способной молекулой в единицу времени; ε — энергия активации, кДж/моль.

При обычной температуре число столкновений, приводящих к реакции, значительно меньше полного числа столкновений.

Энергия активации определяется обычно экспериментальным путем.

Реакции горения, протекающие в топке, выделяют достаточное количество тепла для активизации молекул. Однако для того чтобы реакция началась, необходимо привлечение энергии извне. Необходимая для начала реакции энергия и есть энергия активации. Эта энергия после образования новых молекул полностью возвращается системе вследствие образования связей между атомами с выделением энергии.

То есть, несмотря на экзотермический характер реакции, она не начнется до тех пор, пока энергия системы ε_1 не будет увеличена до значения ε на величину Q_a . Величина энергии активации в зависимости от типа реакции может иметь различные значения.

Чем меньше энергия активации, тем реакция осуществляется в более короткий отрезок времени.

Чем выше температура реагирующей системы, тем большее число молекул будет обладать энергией, необходимой для вступления в химическую реакцию.

Зависимость скорости химической реакции от температуры открыл Аррениус. Согласно этому закону при установившемся химическом процессе скорость реакции будет характеризоваться константой скорости реакции, энергией активации и температурой системы:

$$k = k_0 e^{-\frac{\varepsilon}{RT}},$$

где k – константа скорости реакции для реакции первого порядка [1/с];

k_0 – константа скорости реакции, отвечающая общему числу столкновений молекул [1/с];

ε – энергия активации [кДж/моль];

T – абсолютная температура веществ, участвующих в реакции;

R – газовая постоянная, равная 8 кДж/моль · град.

Из уравнения видно, что чем меньше энергия активации, тем меньше необходимо затратить тепла для разрушения химических связей, и что скорость химической реакции сильно зависит от температуры.

Если бы не было ограничений в отношении энергии активации, то скорость химической реакции была бы пропорциональна числу участвующих в реакции молекул, находящихся в единице реагирующей системы:

$$V_0 = \frac{n_0}{6,06 \cdot 10^{23} \cdot 10^3},$$

величина $6,06 \cdot 10^{23}$ молекул/м³·с – число Авогадро; n_0 – общее число участвующих в реакции молекул.

В действительности в реакции будут участвовать только молекулы с энергией, достаточной для разрыва внутримолекулярных связей, т. е.

$n = n_0 e^{-\frac{\varepsilon}{RT}}$, где n – действительное число молекул, участвующих в реакции.

Действительная скорость реакции будет $V = V_0 e^{-\frac{\varepsilon}{RT}}$.

5.3. Понятие о цепных реакциях

5.3.1. Простые (неразветвленные) реакции горения

Вышеуказанные закономерности дали возможность установить количественную связь между скоростью химической реакции и параметрами процесса – концентрацией реагирующих веществ и температурой. Установленная количественная зависимость, базирующаяся на законе действующих масс и на законе распределения Максвелла – Больцмана, подтверждена многими экспе-

риментальными исследованиями. Эти зависимости также отражают убывание скорости химических реакции при постоянной температуре по мере расходования исходных веществ.

Однако эти зависимости не отражают целого ряда явлений. Так, имеются химические реакции, которые протекают или значительно быстрее, или значительно медленнее, чем это должно было иметь место, если исходить из соотношений, описываемых стехиометрическими уравнениями.

Оказывается, ход реакций гораздо сложнее, чем по стехиометрическим соотношениям, и установленная закономерность зависимости скорости химической реакции от температуры может быть распространена только на реакции не выше третьего порядка. Некоторые реакции оказываются в сильной зависимости от присутствия в реагентах катализаторов и ингибиторов, хотя бы и в малых количествах.

Протекание окислительных газовых реакций также не подчиняется классическим законам химической кинетики – закону действующих масс и закону Аррениуса, а подчиняются особо сложным, характерным только для этого типа реакций законам.

Все эти отклонения получили наиболее достоверное объяснение только после появления учения Н. Н. Семенова о так называемых цепных реакциях.

Согласно этому учению в ходе реакции активные молекулы могут порождать новые активные молекулы, которые образуют звено общей реакционной цепи, способной далее развиваться, порождая новые активные центры до тех пор, пока новые внешние обстоятельства не приведут к разрыву этой цепи.

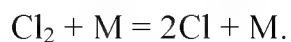
Активными звеньями цепи могут служить как промежуточные продукты реакции (осколки свободных молекул в виде атомов и радикалов), так и конечные продукты реакции.

При цепных реакциях молекулы вначале распадаются на атомы и радикалы, между которыми и происходит реакция. При этом не требуются затраты энергии на разрывы старых связей. Для них энергия активации очень мала.

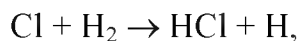
Цепные реакции разделяют на простые – неразветвленные и сложные – разветвленные.

Примером простой неразветвленной реакции является образование хлористого водорода $\text{Cl}_2 + \text{H}_2 \rightarrow 2\text{HCl}$. Такой ход реакции возможен, но для прямого протекания реакции требуется большая энергия активации, поэтому такая реакция протекала бы чрезвычайно медленно. В действительности процесс образования HCl протекает значительно быстрее.

В реакции промежуточной ступени появляется промежуточная молекула M , не участвующая в реакции, но начинающая цепь активацией первичной молекулы Cl :



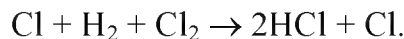
Далее активированные атомы хлора



и затем



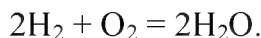
Общая итоговая схема



Атом хлора, таким образом, не исчезает, а продолжает цепь до исчезновения реагирующей смеси или обрыва цепи по какой-либо причине. Образование хлористого водорода по цепной реакции идет примерно в 100000 раз быстрее простой бимолекулярной реакции ($\text{H}_2 + \text{Cl}_2 = 2\text{HCl}$). Характерная особенность неразветвленных реакций – количество свободных атомов (в данном случае – хлора) все время постоянно.

5.3.2. Сложные или разветвленные реакции горения

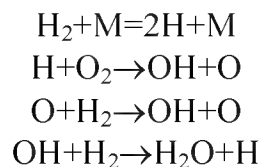
Характерной особенностью разветвленных реакций является увеличение количества свободных атомов. В качестве примера рассмотрим реакцию окисления водорода



Скорость такой реакции можно подсчитать: $V = k_1 C_{\text{H}_2}^2 C_{\text{O}_2}$. Согласно этому выражению по мере выгорания горючих веществ скорость реакции будет падать. В действительности реакция сильно убыстрится ввиду того, что она идет не по стехиометрическому уравнению, а через образование промежуточных продуктов окисления.

Исследованиями, проведенными школой академика Семенова, установлено следующее. До 500 °С горение водорода протекает как обычная реакция без явлений воспламенения и взрыва. При более высоких температурах происходит взрыв.

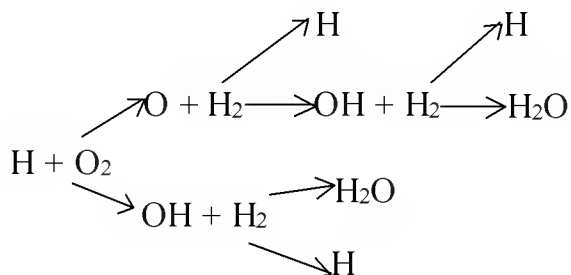
Активные (первичные) центры возникают в результате теплового движения молекул реагирующих веществ, их столкновений и разрушений:



Каждый из вновь образованных центров дает начало новой цепи превращений, если их существование не прекратится следующим образом $\text{H} + \text{H} \rightarrow \text{H}_2$.

Из всех реакций (приведенных) наиболее медленно протекает реакция $\text{H} + \text{O}_2 \rightarrow \text{OH} + \text{O}$, лимитируя весь ход процесса. Необходимая энергия активации в этом случае $\varepsilon \sim 75$ кДж/моль.

Для реакции $\text{O} + \text{H}_2 \rightarrow \text{OH} + \text{H}$ $\varepsilon \sim 25$ кДж/моль.



Для реакции $\text{OH} + \text{H}_2 \rightarrow \text{H}_2\text{O} + \text{H}$, $\varepsilon = 42$ кДж/моль.

Итоговое балансовое уравнение: $\text{H} + 3\text{H}_2 + \text{O}_2 \rightarrow 3\text{H} + 2\text{H}_2\text{O}$.

То есть вместо одного H появляются три. Поэтому реакция самоускоряется по времени.

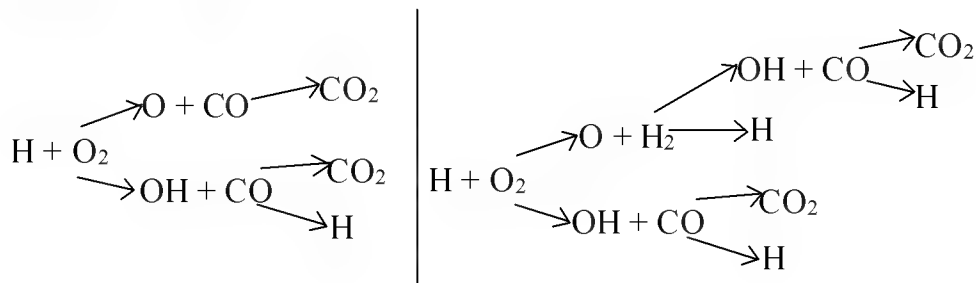
5.3.3. Смешанные реакции горения

Исследованиями установлено, что реакция между окисью углерода и воздухом протекает различно в зависимости от того, является ли смесь окиси углерода с воздухом увлажненной или осушенной.

Осушенная смесь окиси углерода с воздухом начинает реагировать только после ее нагревания до температуры 700°C . Если в смесь окиси углерода с воздухом ввести небольшое количество влаги или молекулярный водород, то реакция начинается при более низкой температуре ($\sim 300^\circ\text{C}$) и происходит по цепной реакции с разветвленными цепями. Полагают, что возбудителями реакции в этом случае является атомарный водород, который помогает возникновению реакции, не расходуясь в процессе.

Начало реакции:

- 1) $\text{H} + \text{O}_2 \rightarrow \text{OH} + \text{O}$
- 2) $\text{OH} + \text{CO} \rightarrow \text{CO}_2 + \text{H}$
- 3) $\text{CO} + \text{O} \rightarrow \text{CO}_2$
- 4) $\text{O} + \text{H}_2 \rightarrow \text{OH} + \text{H}$
- 5) $\text{OH} + \text{H}_2 \rightarrow \text{H}_2\text{O} + \text{H}$

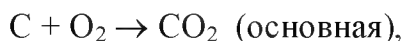


5.3.4. Горение углерода

Химический механизм горения углерода в достаточной мере еще не раскрыт. Однако в последнее время установлено, что в результате реагирования углерода с кислородом одновременно образуются оба окисла углерода CO и CO₂, но в разных соотношениях. При $t = 1200\text{ }^{\circ}\text{C}$ образуются оба окисла и в одинаковом количестве. При $t = 1600\text{ }^{\circ}\text{C}$ CO образуется вдвое больше, чем CO₂.

Горение твердого углерода является гетерогенной реакцией, происходящей на поверхности.

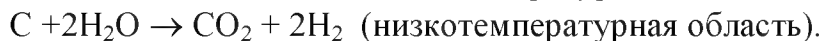
Прямая реакция горения углерода:



но протекают и побочные реакции:



Кроме того, в присутствии водяных паров на раскаленной поверхности углерода происходит газификация твердого углерода по реакции



Так как реакция горения углерода является гетерогенной, то скорость ее протекания зависит от организации подвода кислорода к поверхности углерода и скорости химической реакции. Подвод O₂ осуществляется за счет турбулентной и молекулярной диффузии. Происходящие побочные реакции (образование CO за счет восстановления CO₂ и догорания CO в CO₂) оказывают влияние на итоговую скорость горения углерода. Наиболее вероятна такая схема: на поверхности углерода образуется CO₂, затем $\text{C} + \text{CO}_2 \rightarrow 2\text{CO}$; далее в зоне с большим содержанием кислорода $2\text{CO} + \text{O}_2 \rightarrow 2\text{CO}_2$.

Интенсификация процесса горения может быть осуществлена улучшением газообмена у поверхности углерода (рис. 5.2).

5.3.5. Диффузная и кинетическая области гетерогенного горения

При низких температурах скорость химического взаимодействия горючего и окислителя мала. Она намного меньше скорости их взаимной диффузии, которая поэтому почти не влияет на ход процесса. Считается, что процесс горения протекает в кинетической области и его следует рассматривать как чисто химический процесс.

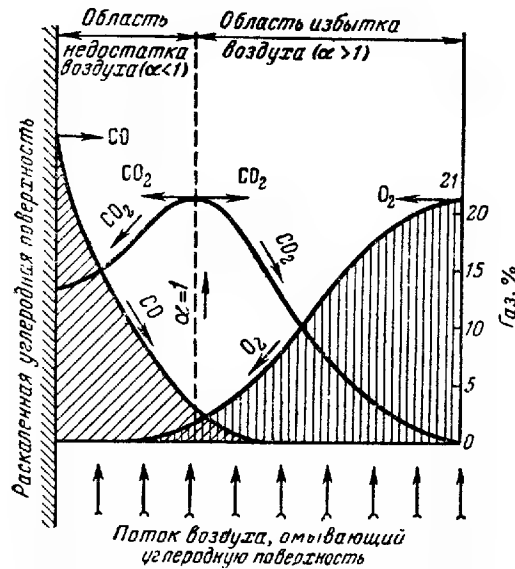


Рис. 5.2. Изменение концентрации газов у поверхности частицы горящего углерода

При высоких температурах или ухудшенных условиях массообмена скорость реакции намного опережает скорость диффузии, которая в данном случае определяет ход процесса. Можно считать, что процесс горения развивается в диффузной области и его следует рассматривать с чисто физической стороны.

Наиболее подробно исследования горения углерода сделаны советскими учеными – школой чл.-корр. АН СССР А. С. Предводителя Далекого развития исследования гетерогенных процессов в натуральном топливе проводил Г. Ф. Кнорре.

В начальный период реакции, когда температура низка, скорость реакции незначительна, а концентрация кислорода у поверхности горячей частицы топлива велика. При этом скорость горения лимитируется скоростью протекания химической реакции окисления, т. е. кинетикой горения. Горение проходит в кинетической области (рис. 5.3).

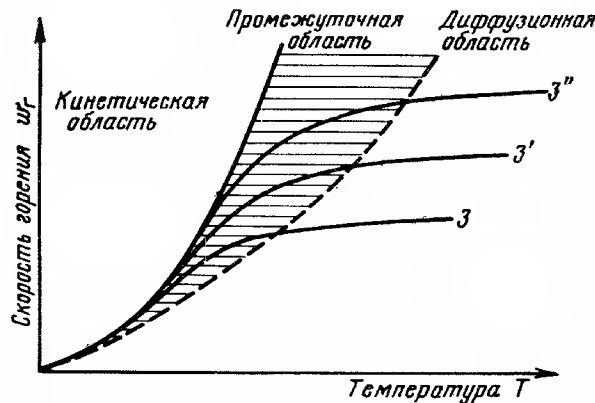


Рис. 5.3. Изменение скорости химической реакции в зависимости от температуры

По мере расходования кислорода его концентрация у поверхности частицы уменьшается. Одновременно с этим возрастает температура, а вместе с ней и скорость химической реакции. Кислорода начинает не хватать. Скорость горения начинает лимитироваться скоростью диффузии кислорода. Так горение переходит в диффузную область. В диффузной области скорость горения не зависит от температуры. Между этими областями находится промежуточная переходная область, где влияние кинетики и диффузии соизмеримы. При увеличении интенсивности газообмена у поверхности горящей частицы кривая сдвигается в область больших скоростей химической реакции.

6. ТОПОЧНЫЕ ПРОЦЕССЫ

6.1. Смесеобразование

Чтобы каждая частица топлива, поданного в топку, встретила достаточное для сгорания количество окислителя, необходимо приготовить смесь топлива с воздухом.

Существуют два принципа смесеобразования: кинетический (рис. 6.1, а), диффузионный (рис. 6.1, б).



Рис. 6.1. Схемы смесеобразования

При кинетическом принципе однородная смесь топлива и воздуха образуется в смесителе еще до начала горения. После этого смесь подается в топку, где происходит ее воспламенение и сгорание. При этом принципе сжигания скорость сгорания определяется в основном скоростью протекания реакции и не зависит от скорости подвода окислителя.

При диффузном принципе сжигания топливо и воздух подаются в топку раздельно. В этом случае скорость сгорания большей частью определяется уже не скоростью протекания реакции, а скоростью подвода окислителя.

При использовании кинетического принципа сжигания важным фактором является скорость распространения пламени, т. е. скорость, с которой фронт воспламенения продвигается в потоке.



Рис. 6.2. Схема встречных потоков:

$U_{см}$ – скорость движения топливо-воздушной смеси;

$U_{пл}$ – скорость распространения пламени

Рассмотрим цилиндрическую трубу, по которой движется смесь топлива и воздуха со скоростью $U_{см}$ /с. Если эту смесь воспламенить на конце трубы, то фронт воспламенения будет перемещаться навстречу движению смеси. При этом возможны три случая:

1. Скорость движения смеси ($U_{см}$) больше скорости распространения пламени ($U_{пл}$). $U_{см} > U_{пл}$. При этом равнодействующая $U_{действ} = U_{см} - U_{пл}$ направлена вправо. Фронт воспламенения будет вынесен из трубы.

2. $U_{см} = U_{пл}$. При этом происходит стабилизация фронта воспламенения (нужно отметить, что практически фронт воспламенения постоянно колеблется ввиду различных факторов).

3. Скорость $U_{пл} > U_{см}$. Результирующая скорость направлена в глубь трубы, к месту образования смеси. Такое положение очень опасно. В горелках, использующих кинетический принцип смесеобразования, это приводит к взрыву в смесителе. Поэтому в таких горелках стремятся к тому, чтобы скорость движения смеси была больше скорости распространения пламени.

По кинетическому принципу сжигается в основном газообразное топливо. По этому принципу может сжигаться и жидкое топливо в виде паровоздушной однородной смеси, т. е. при предварительном испарении и смешении с воздухом (принцип карбюрации).

При диффузном принципе сжигания в топочный объем подаются 2 отдельных потока: поток горючего и поток окислителя. Как бы интенсивно ни протекал процесс окисления, он все же будет лимитироваться скоростью подвода окислителя. Скорость процесса сгорания зависит от интенсивности перемешивания топлива и воздуха.

Перемешивание может быть микромолекулярным и макромолекулярным.

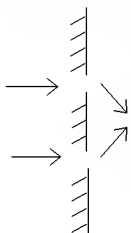
В области ламинарного режима интенсивность смесеобразования определяется интенсивностью молекулярной диффузии (т. е. микромолекулярным перемешиванием).

В области турбулентного движения, когда перемешиваются целые объемы, скорость горения зависит не только от диффузии, но и от макромолекулярного перемешивания.

На режим работы горелочных устройств, работающих по диффузному принципу смесеобразования, оказывают влияние многие факторы.

Регулирование процесса производится следующим способом.

1. Используются конструкции горелок, позволяющие изменять угол встречи потоков воздуха и топлива. Изменяя угол, можно изменить точку встречи потоков, удалив либо приблизив ее к стенке топки. При приближении точки встречи перемешивание происходит быстрее и глубже, но при меньшей температуре, так как потоки еще не успели прогреться. При удалении точки встречи произойдет обратное явление. Таким образом можно осуществлять регулирование процесса горения.



2. Воздействовать на процесс горения можно путем изменения степени крутки потока (топлива либо воздуха). Для закручивания потока воздуха либо топлива применяются горелки с улиточным устройством. Недостаток этого способа заключается в том, что поток, выходя из горелки, быстро теряет крутку. В первый момент при выходе из горелки крутка велика, но температура потока еще низка. К тому времени, когда топливо и воздух прогреваются, крутка становится очень малой.

3. При неизменных углах подвода топлива и воздуха можно изменять характеристику горелки путем изменения скорости подачи топлива либо воздуха:

а) $\alpha = \text{const}, \frac{G_T}{G_B} = \text{const}$. Изменение скорости в этом случае производится путем изменения выходного сечения;

б) $\alpha = \text{var}, \frac{G_T}{G_B} = \text{var}$. Изменение скорости за счет изменения расхода воздуха.

В промышленной топочной технике широко применяются и промежуточные принципы действия горелок. В газовых горелках это может сводиться к простейшему приему предварительного смешения топливного газа с частью воздуха, необходимого для горения ($\alpha < 1$). Идущий на образование этой первичной смеси воздух принято называть первичным. Воздух же, подаваемый в рабочее пространство топки дополнительно и независимо от потока топлива, называется вторичным. Большинство горелок промышленного типа работает именно по этому смешанному принципу. В этом случае, изменяя состав смеси, выдаваемой горелкой, можно переходить от чисто кинетического горения ($\alpha_1 \gg 1$) к чисто диффузионному ($\alpha_1 = 0$), проходя все промежуточные этапы между ними. Такой прием может служить еще одним способом регулирования горения.

Соотношение между количеством первичного и вторичного воздуха зависит в основном от сорта сжигаемого топлива. При уменьшении количества первичного воздуха количество первичной смеси уменьшается, она быстрее прогревается и раньше наступает воспламенение топлива. Поэтому при сжига-

нии трудновоспламеняемых (малореакционных) топлив (например антрацитов) первичного воздуха следует давать поменьше.

6.2. Основные стадии процесса горения топлива

Естественной основой установившегося процесса горения является поточная схема. Общее время, необходимое от начала до окончательного завершения процесса горения равно сумме времени всех последовательных стадий:

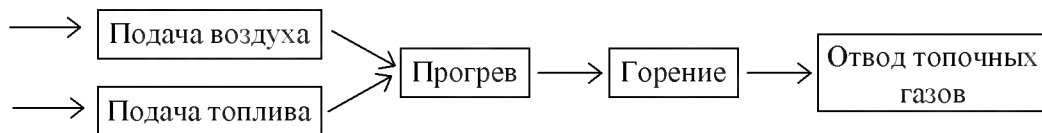
$$\tau_{\text{полн}} = \tau_1 + \tau_2 + \tau_3 + \dots$$

Пространственная протяженность всего процесса

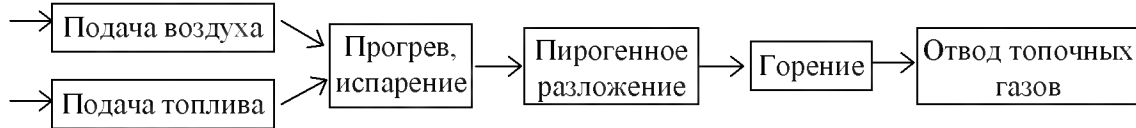
$$L = \omega_1 \tau_1 + \omega_2 \tau_2 + \dots,$$

где ω – скорость движения смеси.

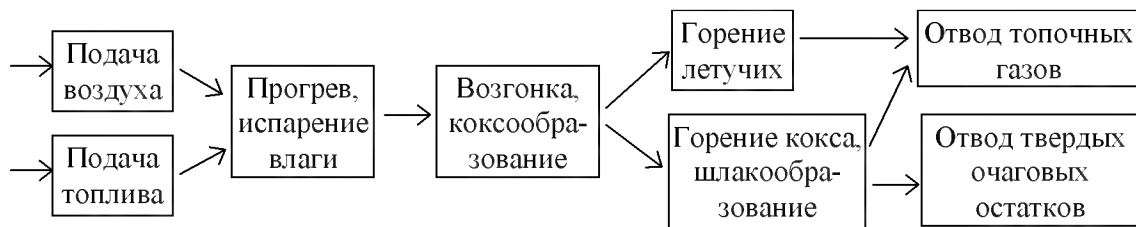
Поточная схема газообразного топлива:



Поточная схема выгорания жидкого топлива:



Поточная схема горения твердого топлива:



Как видно из схемы, при сжигании твердых топлив она усложняется процессом предварительной подсушки топлива, что затягивает начальный период прогрева топлива. После прогрева начинается стадия пирогенетического разложения с выделением летучих и коксообразованием. Первичный состав летучих под воздействием среды и высокой температуры сам претерпевает глубокие изменения, окончательно газифицируясь перед вступлением в интенсивный процесс горения.

Начало выхода летучих зависит от химического возраста твердых топлив. Например, молодые угли начинают выделять летучие при 170-200 °С, ан-

трациты – при 400 °С. Выделяясь при сравнительно умеренных температурах и смешиваясь с потоком воздуха, летучие первыми проходят все предварительные стадии процесса и первыми воспламеняются. Это определяет их роль как зачинателей процесса. Выделяемое ими тепло способствует температурной активизации твердого углерода кокса, хотя нередко выделяющиеся из куска топлива летучие сами задерживают вступление кокса в активный процесс, создавая вокруг него газовую оболочку, препятствующую доступу кислорода. Углерод кокса, прогреваясь за счет тепла сгорания летучих, вступает в процесс с некоторым запозданием, уже после практического завершения выхода летучих, перехватывающих кислород на собственное сгорание.

Роль коксовой (углеродной) основы топлива в развитии общего массового процесса отлична от роли летучих. Проявляя известную инертность в отношении вступления в активный процесс, особенно сказывающуюся у топлив с оттошенной горючей массой, коксовый углерод обладает исключительной способностью к устойчивому продолжению процесса до исчерпания запаса топлива в топке, если такой запас имеется. В последнем случае активно горящая коксовая основа является фактором устойчивости всего процесса в целом и при соответствующей его организации может обеспечить своим теплом все нужды предварительных (начальных) стадий.

Обязательным условием нормальной работы топочных устройств является бесперебойный отвод продуктов сгорания и образующегося шлака. Однако задача организации удаления шлака осложняется рядом факторов.

На поведение шлака в топочной камере существенное влияние оказывают состав минеральных примесей и характер газовой среды (что собственно определяет температуру плавления шлака), температурный режим, аэродинамика топки и другие факторы.

В слоевых топках вывод шлака осуществляется в гранулированном виде. В зависимости от мощности котла в слоевых топках может быть осуществлено периодическое либо непрерывное удаление шлака из топки.

В камерных топках при пылевидном сжигании твердые очаговые остатки могут удаляться как в гранулированном (твердом) виде, так и в расплавленном (жидком). По этому принципу разделяются топки с гранулированным и жидким шлакоудалением. Подробно конструкции топок будут рассмотрены ниже.

6.3. Количественные показатели и качественная характеристика топочного процесса

Работу любого топочного устройства принято характеризовать следующей системой характеристик.

Количественные характеристики:

- удельная нагрузка или форсировка, которая представляет количество тепла в час, выделенного на 1 м² рабочего сечения топки ($U = \frac{Q}{F}$,

- $\text{кДж/м}^2 \cdot \text{ч}$);
- объемное тепловое напряжение топки – представляет собой количество тепла, выделяемого в час на 1 м^3 рабочего пространства ($V = \frac{Q}{v}$, $\text{кДж/м}^3 \cdot \text{ч}$);
- тепловое напряжение колосниковой решетки (для слоевых топок) – представляет собой количество тепла, выделяемого на 1 м^2 колосниковой решетки в час ($q = \frac{Q}{F_{\text{реш}}}$).

Основной качественной характеристикой топочного процесса является коэффициент избытка воздуха α , который представляет собой отношение количества теоретически необходимого для горения воздуха к количеству действительно поданного.

По аэродинамическому принципу топочные устройства различают:

- 1) топки со слоевым сжиганием топлива;
- 2) топки с факельным сжиганием топлива;
- 3) топки с вихревым сжиганием топлива.

Переходим к рассмотрению слоевых способов сжигания топлива.

7. СЛОЕВЫЕ ТОПКИ

7.1. Классификация слоевых топок

Обслуживание топки, в которой сжигание топлива осуществляется на решетке, связано с выполнением следующих операций:

- подача топлива в топку;
- шурование слоя – перемещение кусочков топлива относительно друг друга и по отношению к колосниковой решетке;
- удаление из топки шлака.

Механизация топочных устройств имеет большое значение. При полной механизации кочегар превращается в машиниста парового котла, освобождаясь от необходимости затраты физического труда. Кроме того, уменьшается зависимость эффективности работы от индивидуальных качеств кочегара, имеющая место при ручном обслуживании.

Механизация повышает общую эффективность работы котельного агрегата, увеличивает экономичность его работы.

Задача механизации топочных устройств особо актуальна в установках малой и средней мощности, потребляющих большое количество топлив.

Механизировать можно одну, две либо все три перечисленные выше операции, из которых состоит обслуживание слоевой топки.

В зависимости от степени механизации указанных операций топочные устройства подразделяют на следующие виды:

- топки немеханизированные, в которых все три операции выполняют вручную;
- топки полумеханические, в которых механизированы лишь одна либо две операции;
- топки механические, в которых механизированы все три операции.

Характер подачи топлива в топку оказывает решающее влияние на производительность и экономичность топочного устройства. Преимущества непрерывной подачи топлива перед периодической будут показаны ниже, при детальном рассмотрении конструкций топочных устройств.

По режиму подачи топлива на решетку различают топочные устройства:

- с периодической загрузкой топлива;
- с непрерывной загрузкой топлива.

В слоевых топках большое значение имеет надежность воспламенения топлива. По организации тепловой подготовки и воспламенения топлива в слое различают:

- топки с нижним воспламенением;
- топки с верхним воспламенением;
- топки со смешанным воспламенением.

Нижнее, наиболее эффективное воспламенение, обеспечивающее интенсивную тепловую подготовку топлива, достигается при загрузке свежего топлива на горящий слой.

Верхнее воспламенение обычно связано с прогревом и воспламенением топлива за счет лучистого теплообмена слоя с топочными газами и обмуровкой и контакта с горящим топливом.

В смешанных схемах воспламенения имеют место частично и верхнее, и нижнее воспламенение.

7.2. Смесеобразование при слоевых процессах

С аэродинамической точки зрения слоевой процесс (рис. 7.1) отличается тем, что поток воздуха встречает на своем пути слой твердого топлива, реакция с которым превращается в поток горящих газов. Перемещение слоя топливных частиц происходит независимо от направления газо-воздушного потока (например, на цепных решетках, наклонно-переталкивающих и др.).

Для того чтобы свободно лежащий на решетке слой частиц мог удержаться в токе пронизывающего его воздуха, необходимо, чтобы вес частиц был больше динамического напора, создаваемого потоком воздуха:

$$\frac{\pi d^3}{6}(\rho_{\text{ч}} - \rho_{\text{в}}) > c \frac{\pi d^2}{4} \frac{W_{\text{пот}}^2}{2} \rho_{\text{в}},$$

где d – приведенный диаметр частиц;

$\rho_{\text{ч}}$, $\rho_{\text{в}}$ – плотность частицы и воздуха;

$W_{\text{пот}}$ – скорость потока;

$$\frac{Q_{\text{час}}}{F_{\text{сл}}} = 3 \div 6.$$

В топках, где конструкция допускает создание более высоких скоростей обтекания, превышающих критическую, без опасения выноса топлива из слоя (например, в топках Померанцева с “зажатым” слоем) удастся повысить тепловое напряжение зеркала горения в 10–15 раз.

При слоевом сжигании различают следующие схемы питания слоевых топочных процессов:

- схема встречных потоков;
- схема параллельных потоков;
- схема поперечных потоков;
- схема смешанных потоков.

Эти схемы отличаются одна от другой сочетанием направлений газозвдушного и топливно-шлакового потоков.

Обозначим: $\circ \longrightarrow$ воздух; $\text{—} \longrightarrow$ топливо; $\circ \circ \longrightarrow$ газообразные продукты сгорания; $\text{—} \longrightarrow$ твердые очаговые остатки.

В схеме встречных потоков (рис. 7.2) топливо подается сверху на слой, очаговые остатки удаляются в том же направлении, под колосниковую решетку. Воздух движется навстречу топливу. Он подводится снизу под решетку и пронизывает слой топлива снизу вверх. Продукты сгорания удаляются вверх.

Сгорание топлива происходит по мере перемещения сверху вниз. Можно различать следующие четыре зоны (рис. 7.2). I – зона свежего топлива.

В этой зоне происходят прогрев и подсушка топлива за счет горячих газов, пронизывающих слой, и за счет радиации факела. II – зона выхода летучих веществ. В этой зоне топливо разогрето до температуры, при которой происходит его пирогенетическое разложение; III – зона горения кокса; IV – зона выжиги шлака.

Основное преимущество схемы встречных потоков – универсальность по топливу. Это объясняется очень надежной двойной схемой зажигания топлива: нижним зажиганием – за счет потока горячих продуктов сгорания коксовой зоны и верхним – за счет лучистого теплообмена с зоной пламенного горения. Следует отметить, что надежность рассматриваемой схемы зажигания становится тем большей, чем мощнее коксовая зона слоя. Таким образом, горящий коксовый слой является мощным стабилизатором процесса горения. По мере продвижения газов снизу вверх содержание кислорода в них уменьшается. В какой-то части коксового слоя всегда имеется место, в котором созданы опти-

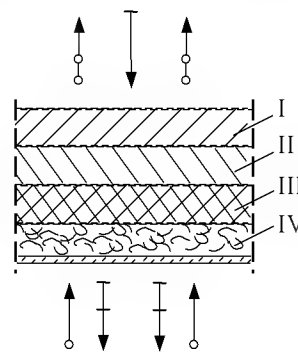


Рис. 7.2. Схема встречных потоков

мальные условия для горения (α , t° и др.). Летучие играют роль зачинателей процесса горения.

Тепла, выделяющегося при горении кокса, вполне достаточно для всех подготовительных процессов.

Шлак, находящийся в нижней части слоя, встречает воздух, богатый кислородом. Это обеспечивает хорошее выгорание шлака.

Схема параллельных или спутных потоков (рис. 7.3) может быть осуществлена как при верхнем (см. рисунок), так и при нижнем питании топливом. При верхней подаче топлива воздух также подается сверху. Продукты сгорания, как газообразные, так и твердые, отводятся под решетку. В этой схеме газовый поток прижимает частицы топлива к решетке, что дает возможность осуществить значительную форсировку слоя без опасения выноса частиц.

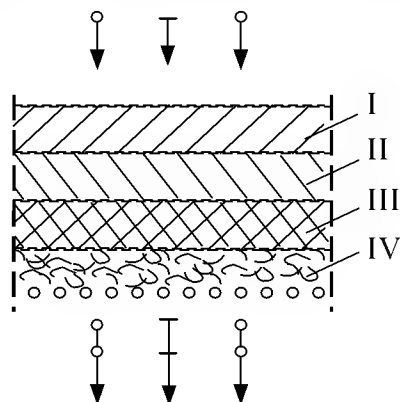


Рис. 7.3. Схема параллельных (спутных) потоков

Недостаток – рост температуры слоя сверху вниз, необходимость применения колосников, охлаждаемых водой, сильное их шлакование. В основном схема применяется при сжигании древесных отходов.

Схема с нижним питанием и нижним подводом воздуха применяется в ретортных топках (рис. 7.4) (тоже спутная схема). Для осуществления нижней подачи топлива требуются громоздкие сооружения. Эта схема получила в основном распространение в зарубежных конструкциях.

Расположение зон горения показано на рис. 7.3, 7.4. В этих схемах газы движутся из зон с меньшими температурами в зоны с более высокими температурами, поэтому не способствуют прогреву свежих порций топлива. Подготовка топлива (подсушка, пирогазетическое разложение) происходит в основном за счет передачи тепла теплопроводностью и за счет контакта топлива с горящими коксовыми частицами.

По мере прогрева из топлива начинают выделяться летучие, которые уносятся потоком газов в коксовую зону. Смешавшись с воздухом, летучие воспламеняются и горят в межкусковых каналцах коксовой зоны. Их сгорание происходит по принципу “беспламенного горения” газовой смеси в пористой насадке. При этом горение очень интенсифицируется. Горение газовой смеси в коксовой зоне вызывает концентрацию высоких температур в этой зоне, приводит к накалу коксовой частицы. Стабилизация процесса имеет место именно в этой зоне.

Характерным примером схемы поперечных потоков является топка с цепной решеткой (рис. 7.5). Топливо поступает на решетку из кормушки и движется с решеткой горизонтально. Воздух подается под решетку, пронизы-

вает слой снизу вверх. Очаговые остатки сбрасываются с решетки в ее конце, при повороте колосников. Расположение зон горения показано на рисунке.

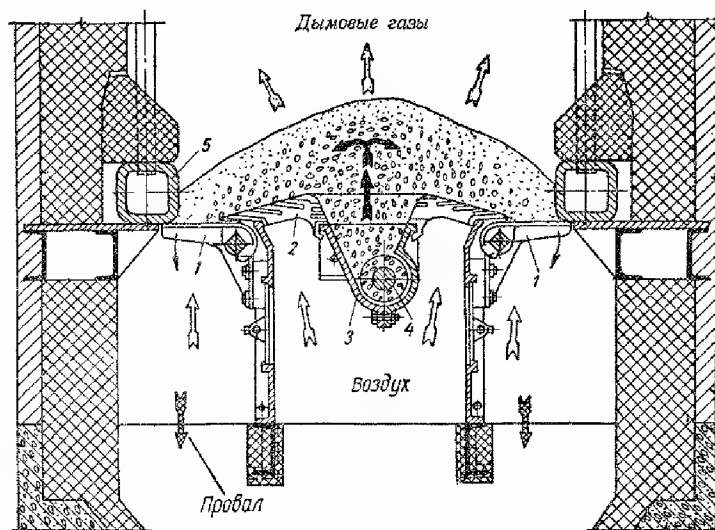


Рис. 7.4. Схема топки с нижней подачей топлива:

1 – поворотный колосник; 2 – неподвижный колосник; 3 – реторта;
4 – шнек; 5 – охлаждающая панель

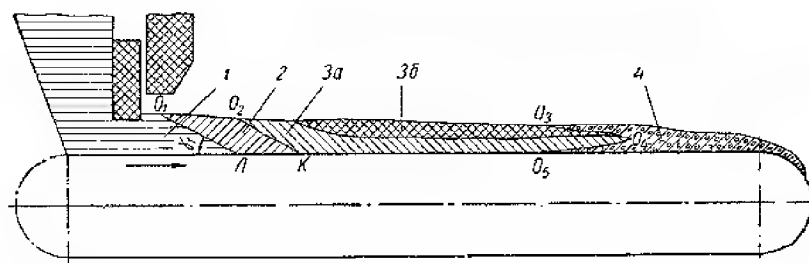


Рис. 7.5. Схема организации процесса горения на цепной решетке:

1 – свежее топливо; 2 – зона подготовки топлива;
3а – окислительная зона горения кокса; 3б – восстановительная зона горения кокса;
4 – зона выжига шлака

При поперечной схеме питания воспламенение топлива в основном происходит за счет лучистого теплообмена слоя с факелом и в незначительной степени – за счет контактирования с горящими коксовыми частицами. Процесс воспламенения, таким образом, должен начинаться на самой поверхности слоя и в первый период лишен надежного стабилизатора в виде достаточно развитой коксовой зоны. Фронт воспламенения, углубляясь внутрь слоя, вынужден распространяться навстречу газозвоздушному потоку, что делает такую схему зажигания чувствительной к режимным условиям и к свойствам сжигаемого топлива. В той части решетки, где уже успел развиваться достаточно толстый слой кокса, горение протекает вполне устойчиво.

Ввиду перечисленных выше недостатков, связанных со стабилизацией процесса горения, приходится принимать дополнительные меры по усилению верхнего зажигания.

По схеме поперечных потоков работают также топки с шурующей планкой и топки с круто наклоненными колосниками.

Смешанные схемы (рис. 7.6) также нередко применяются в топочной практике. Примерами таких схем могут служить топки, снабженные механическими ступенчатыми колосниками, совершающими возвратно-поступательные движения. Это топки с наклонно-переталкивающими, обратно-переталкивающими и каскадными решетками. На схеме представлена топка с наклонно-переталкивающей решеткой.

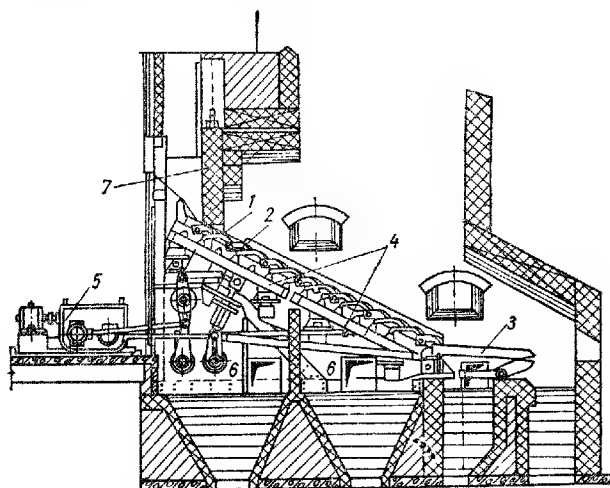


Рис. 7.6. Топка с наклонно-переталкивающей решеткой системы ЦКТИ:

1 – подвижные колосники; 2 – неподвижные колосники; 3 – шлаковые колосники; 4 – подвижные рамы; 5 – приводной механизм; 6 – дутьевые зоны; 7 – шибер для регулирования толщины слоя топлива

Топливо вначале движется вниз по решетке. За это время оно успевает вначале прогреться, просохнуть и выделить летучие. Образовавшийся кокс затем частично попадает под слой и совершает обратное движение. Воздух в таких схемах подается под слой, а газы отводятся сверху. Шлак отводится вниз в конце решетки. В этих схемах обеспечивается хорошее воспламенение за счет попадания части кокса под слой свежего топлива. Здесь горящий кокс также играет роль надежного стабилизатора процесса горения.

7.3. Работа слоевой топки

Образование первичной газообразной горючей смеси в толще топлива имеет достаточно сложный характер даже в случае сжигания чистого углерода. При сжигании твердого углерода в слое возникают все три процесса: окисление твердого вещества до CO_2 кислородом воздуха, окисление твердого веще-

ства кислородосодержащими молекулами продуктов полного сгорания (CO_2 и H_2O) (образуется CO и H_2), и, наконец, сгорание образовавшихся от предыдущих процессов газообразных продуктов газификации в виде CO и H_2 . Необходимый для этого кислород доставляется первичным воздухом. Здесь сложный процесс газификации твердого углерода имеет явно диффузный характер, так как протекает при значительном температурном уровне, когда скорость химических реакций становится несоизмеримо больше скорости смесеобразования.

Картина еще больше усложняется при сжигании натурального топлива, так как в процессе газообразования начинают участвовать выделяющиеся летучие. Поток первичного воздуха, проходя через слой горящего топлива, постепенно меняет свой состав за счет присоединения к нему летучих, выделяемых прогретыми слоями топлива, продуктов газификации и частичного сгорания топлива.

Для получения полного сгорания в слое необходимо работать с очень тонкими слоями. На практике зачастую слой толще, чем размер кислородной зоны. Тогда в слое имеет место полугенераторный процесс. Получающиеся продукты должны дожигаться в объеме топочной камеры.

При этом отпадает необходимость в подаче всего воздуха под решетку. Воздух разделяют на первичный и вторичный.

Первичный воздух подается под решетку и используется в слое. *Вторичный* воздух вводится в топочную камеру. Вторичный воздух зачастую вводится в виде острого дутья и служит не только для ввода в факел дополнительного окислителя, но и для перемешивания продуктов сгорания. Такое перемешивание необходимо, поскольку в продуктах сгорания имеются прослойки неиспользованного воздуха.

Вторичный воздух служит для дожигания летучих продуктов газификации, а также для догорания мелких частиц топлива, вынесенных из слоя потоком газов.

В топочном устройстве имеется колосниковая решетка, которая отделяет поддувало от топочной камеры. Через поддувало подается под колосниковую решетку воздух. Топочная камера предназначена для сжигания летучих веществ, выделяющихся в процессе пирогенетического разложения топлива.

Колосниковая решетка, набранная из колосников, служит для поддержания горящего слоя топлива и обеспечения подвода к нему воздуха, необходимого для горения.

Балочные колосники, обычно отлитые из чугуна, имеют трапецеидальное сечение, обеспечивающее необходимую их прочность и более надежную подачу воздуха, так как попадающие в прозоры частицы топлива проваливаются в поддувало и не забивают каналов для подвода воздуха. Длина колосника не превышает 1 метра, толщина нижней кромки колосников составляет 70–80 % от верхней. Колосники укладываются в 2–3 ряда по длине топки, причем с зазором для обеспечения расширения. Поперечины для поддержания колосников изготавливают в виде чугунных или железных полос.

Плиточные колосники отливают из чугуна в форме плит, имеющих длинные щелевидные отверстия для подвода воздуха. Плиточные колосники обычно имеют меньшее живое сечение, чем балочные.

Отношение площади всех зазоров в колосниковой решетке, через которые поступает в слой воздух, ко всей площади решетки называют *живым сечением* решетки и выражают в процентах.

Необходимая величина живого сечения решетки зависит от рода сжигаемого топлива и крупности кусков. Так, для кускового торфа живое сечение колеблется в пределах 25–30 %. Для антрацита и бурых углей – всего 8–20 %.

Топка с неподвижным слоем и ручной загрузкой работает по схеме встречных потоков. Здесь весьма удобные условия для зажигания (снизу – раскаленный уголь, сверху – радиация кладки и факела). Но, несмотря на ряд преимуществ (простота устройства, универсальность по топливу, надежное зажигание), топка все же имеет и значительное количество недостатков. Периодическая загрузка приводит к неравномерному тепловому режиму, увеличению коэффициента избытка воздуха и понижению температуры в топке и к ряду других недостатков. Удаление из топки всего шлака при чистке приводит к оголению решетки и усиленному тепловому воздействию на нее раскаленной кладки и остатков горящего топлива. Это часто вызывает пережог колосников.

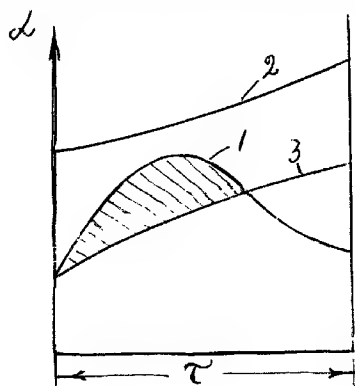


Рис. 7.7. Диаграмма изменения газового состава при периодической загрузке топлива

Наглядное представление о поступлении и потреблении воздуха в топке дает приводимая ниже диаграмма (рис. 7.7). На диаграмме по горизонтали отложено время, проходящее между загрузками топлива (обычно $\tau = 5\text{--}10$ минут).

Кривая 1 характеризует потребное по времени количество воздуха, которое следовало бы подать в топку для полного сжигания загруженного на решетку топлива ($\alpha = 1$). Максимум кривой соответствует времени наибольшего выделения летучих.

Если поступление воздуха в период между загрузками не регулируется, то общее количество воздуха, проходящего через слой в топку, изобразится линией 2. Постепенное увеличение подачи воздуха в топку связано с выгоранием слоя и уменьшением его сопротивления для прохода воздуха.

Не весь прошедший через слой воздух используется для его горения, а также для горения в объеме летучих и уносимых из слоя пылинок. Отдельные струйки воздуха, в связи с несовершенным смесеобразованием, проходят через топку неиспользованными. Воздух, который мог бы использоваться, на диаграмме показан линией 3.

Из рис. 7.7 видно, что в период интенсивного выделения летучих воздуха для горения не хватает (см. заштрихованную площадь), что приводит к появлению неполноты горения (q_3), хотя общий избыток воздуха в топке составляет значительную величину ($\alpha_t \cong 1,4$).

К концу периода между загрузками топлива в топочных газах имеется значительное количество лишнего воздуха, что определяет повышенную потерю тепла с уходящими газами (q_2). Чем больше выход летучих, тем больше нехватка воздуха, тем круче подъем кривой 1. По мере приближения к антрацитам эта кривая сглаживается.

Потеря q_3 имеет место до точки “а”, а затем процесс идет с избытком воздуха. Это увеличивает потерю q_2 .

Для уменьшения этого недостатка часть воздуха необходимо подавать непосредственно в топочное пространство в виде вторичного воздуха, что уменьшит потерю q_3 .

7.4. Методы механизации слоевых топочных процессов

Стремление облегчить труд кочегара и повысить коэффициент полезного действия котла приводит к механизации процесса сжигания. Механизация всех трех операций по обслуживанию для котлов малой мощности делает топочное устройство очень громоздким. Поэтому стремятся механизировать наиболее трудоемкую операцию.

Частичная механизация ручной топки может быть достигнута установкой поворотных или качающихся колосников (рис. 7.8).

При поворотных колосниках колосниковая решетка составляется из 3-4 отдельных секций. При очистке топки секции поочередно поворачиваются и сбрасывают весь шлак. При работе качающихся колосников (см. рисунок) периодическим их покачиванием достигается разрыхление шлака и удаление лишь нижележащего, выгоревшего слоя. Процесс горения вышележащего слоя топлива при этом не нарушается. Здесь механизировается процесс шуровки и удаления шлака. Для качающихся колосников применяется как ручной, так и механический приводы.

Чистку топки путем покачивания колосников производят примерно через каждые 2 часа работы. Генеральная чистка – через 1–3 дня.

Облегчение труда кочегара, а также улучшение условий работы слоя достигают механизацией загрузки топлива на решетку путем применения различных забрасывателей.

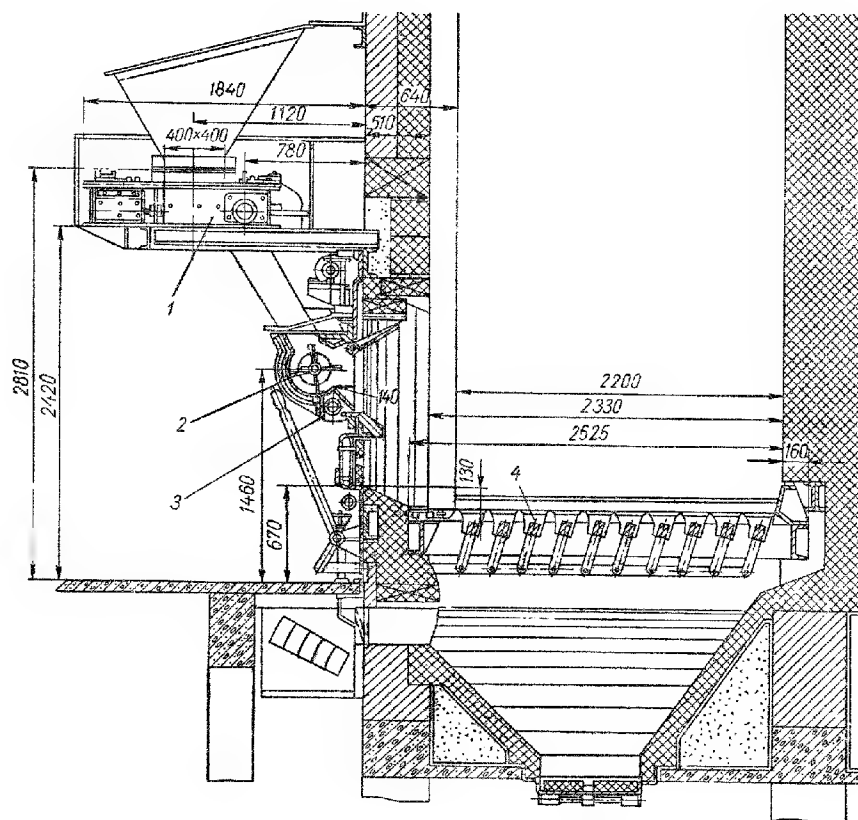


Рис. 7.8. Топка ПМР с качающимися колосниками:

- 1 – скребковый питатель; 2 – механический забрасыватель;
3 – подвод вторичного воздуха; 4 – качающиеся колосники

Механический забрасыватель, представленный также на рис. 7.8, подачу топлив на решетку осуществляет непрерывно вращающимся ($n = 550-800$ об/мин) лопастным метателем, к которому топливо поступает из дозирующего устройства. Под забрасывателем имеется плита, положение обращенного в топку края которой может быть изменено. Чем выше подняты ее края, тем дальше будет заброшено топливо. Имеются и другие конструкции механических забрасывателей (например лопаточный, эмитирующий действие лопаты).

Основной недостаток механических забрасывателей – неравномерное по фракционному составу распределение топлива по решетке. Крупные куски получают большую живую силу и подаются на большее расстояние. Мелкие частицы падают ближе к фронтальной стене. Кроме того, питатель обладает и такими недостатками, как замазывание при работе на влажных топливах, увеличение содержания штыбовых фракций в топливе ввиду его дробления при порционировании и забросе и, наконец, значительный унос мелких фракций. Для уменьшения потери с уносом рекомендуется принимать высоту топки около 4 м, котел снабжать устройством для возврата уноса, снабжение топки острым дутьем – для сжигания пыли в объеме.

В результате эксплуатации установлено, что потери от механического недожога в топках с механическим забросом составляют: для подмосковного

бурого угля – 5–7 %, а для АРШ – 14–26 %. Отсюда вывод: для сжигания тощих углей и антрацитов топка не может быть рекомендована.

В пневматическом забрасывателе топливо подается из дозирующего устройства на разгонную плиту. С разгонной плиты оно падает на распределительную плиту, откуда сдувается воздухом на колосниковую решетку. Расход воздуха составляет 0,2–0,25 м³/кг топлива, скорость истечения воздуха – 30–80 м/с, давление в коробе 150–300 мм в. ст. Максимальный размер кусков – 30 мм (так же, как и в механическом забрасывателе).

При работе пневматического забрасывателя мелкие фракции получают большую живую силу, а крупные – меньшую. Поэтому вблизи от фронтальной стены выпадают более крупные фракции угля, а противоположной – мелкие. Здесь также имеет место унос мелких фракций, поэтому необходима подача вторичного воздуха и осуществление возврата уноса.

Эти топки в отличие от топок с механическим забрасывателем являются более простыми и легкими, отсутствует громоздкий вращающийся забрасыватель с приводным механизмом. Это упрощает и облегчает конструкцию и эксплуатацию.

Недостатки:

- неравномерность толщины слоя по глубине решетки;
- неравномерность распределения топлива по фракциям;
- потребность в сжатом воздухе.

Дальность заброса – 3,5 м, расход энергии 1,2–1,5 кВт · ч на топку.

В пневмомеханическом забрасывателе (рис. 7.9) сочетаются механическое и пневматическое воздействия на кусочки топлива. В этих топках получается большая равномерность слоя, лучшее распределение фракций по длине решетки. Мелочь в основном сгорает в топочном пространстве. Этот забрасыватель хорошо работает и при содержании мелочи (0–6 мм) до 60 %.

На этих топках также должны устанавливаться устройства по возврату уноса и осуществляться острое дутье.

Вышеперечисленные питатели, несмотря на имеющиеся у них недостатки, обладают следующими преимуществами:

- 1) облегчен труд кочегара;
- 2) при подаче топлива дверцы закрыты, отсутствует присос холодного воздуха;
- 3) загрузка производится часто и мелкими порциями.

При этом сглаживается неравномерность процесса горения.

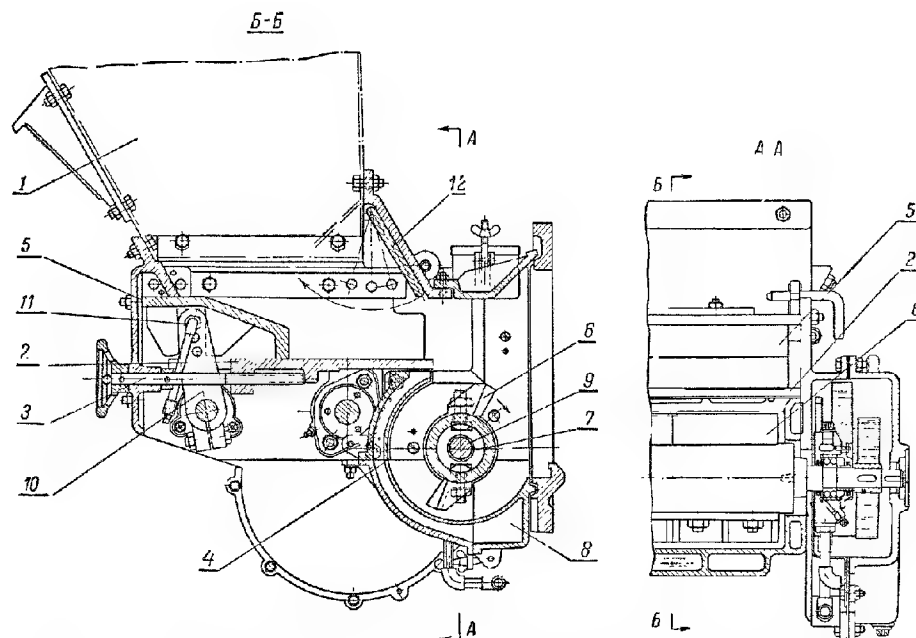


Рис. 7.9. Пневмомеханический забрасыватель ПМЗ системы ЦКТИ:

1 – топливный бункер; 2 – распределительная плита; 3 – регулирующий болт;
4 – кожух забрасывателя; 5 – плунжер (толкатель); 6 – лопасть ротора; 7 – ротор;
8 – воздушные каналы; 9 – вал; 10 – вилка; 11 – сухарь; 12 – регулирующая заслонка

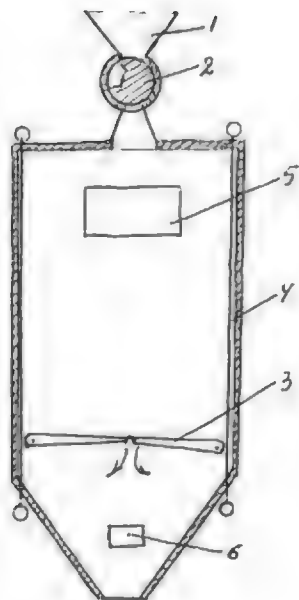


Рис. 7.10. Схема топки с верхней подачей топлива:

1 – бункер дробленки; 2 – питатель угля;
3 – поворотные колосники; 4 – экранные трубы; 5 – окно для выхода газов;
6 – подводка воздуха

При верхней потолочной загрузке топлива (рис. 7.10) механизмируется процесс подачи топлива. Такая загрузка топлива осуществлена в котле системы ОПИ. Подача топлива осуществляется питателем ячейкового типа 2. Верхний заброс топлива обеспечивает равномерное распределение фракций по ширине слоя, и сам слой получается равномерной толщины. Поэтому топка почти не нуждается в ручном обслуживании. Мелкие фракции топлива сгорают на лету. Подобная конструкция топки позволяет механизировать подачу топлива, отпадает необходимость в шуровке. Применение охлаждаемой решетки (обеспечивающей легкое отделение шлака от колосников при чистке) и поворотных колосников с электроприводом дает возможность полностью механизировать топочный процесс. В топке осуществляется эффективное двухстороннее воспламене-

ние топлива. Это придает топке универсальность по топливу. Топка имеет достаточно большое сечение, что обуславливает необходимый сепарационный эффект. Благодаря этому мелкие частицы не уносятся, а витают. В этом котле сжигаются угли от “Д” до АРШ. КПД котла до 80 %.

7.5. Топки с шурующей планкой

Стремление механизировать все операции, связанные со сжиганием топлива в слое под котлами, привело к созданию топок с шурующей планкой. Это топочное устройство, в котором механизированы подача топлива, шуровка и удаление шлака (рис. 7.11).

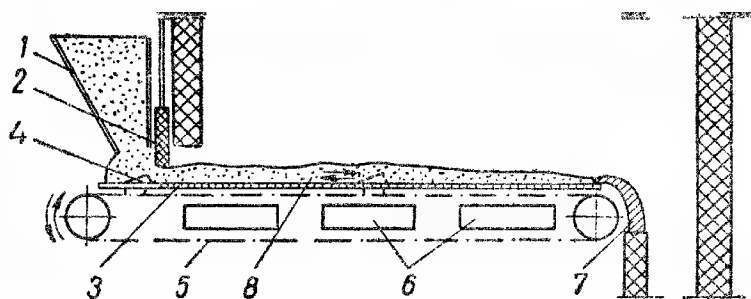


Рис. 7.11. Схема топки с шурующей планкой:

- 1 – загрузочный бункер; 2 – шибер для регулирования толщины слоя топлива;
- 3 – неподвижная колосниковая решетка; 4 – шурующая планка;
- 5 – цепь привода шурующей планки; 6 – дутьевые зоны; 7 – шлакосниматель

Топки состоят из неподвижной колосниковой решетки 3, по которой может перемещаться шурующая планка 4, которая имеет форму неравнобокой 3-гранной призмы. Длина планок равняется ширине колосниковой решетки. Шурующая планка при помощи соответствующего привода может совершать возвратно-поступательное движение по решетке от угольного бункера 1 до конца решетки.

При ходе вперед планка захватывает топливо из угольного бункера и своей тупой гранью продвигает его по решетке, перемешивая с горящим топливом и одновременно производя шуровку слоя. Когда планка доходит до заднего края решетки, она сбрасывает шлак в зольный бункер. При обратном ходе, который совершается быстрее, чем прямой, планка острым концом вновь шурует слой, не смещая его относительно решетки. Работает планка периодически. В слое раскаленного топлива она находится всего около 10–12 % времени. Остальное время – в загрузочном бункере.

Имеется несколько конструкций топок с шурующей планкой: топка конструкции завода “Комега”, топка системы инженера Васильева, топка системы ВТИ. Различаются эти конструкции, в основном, методом привода планки и организацией зажигания слоя.

Топка завода “Комега”. Между двумя рядами неподвижных колосников имеется щель, в которой расположен ряд подвижных колосников шириной 20 см, укрепленных к цепи Галя. Планка при помощи цепи может совершать возвратно-поступательное движение. После нескольких коротких питательных ходов планка совершает один длинный шурующий ход со сбросом шлака в бункер. Ширина решетки с планкой 1350 мм, длина – 4080 мм.

Топка с шурующей планкой ВТИ. В ней отсутствуют движущиеся цепи с защитными колосниками в топке. Охлаждаемая водой стальная планка передвигается над неподвижными колосниками на высоте 70 мм по слою шлака. Шурующая планка по концам закреплена на двух штангах из цельнотянутых толстостенных труб диаметром 57/8 мм. Другие концы штанг соединены с тележкой, движущейся вне топки по направляющим угольникам рамы. Внутри штанг через сальники проходят трубы диаметром 32/25 мм, охлаждаемые водой. Привод от электромотора $N = 1,5$ кВт. Планка движется на 70 мм над слоем шлака, оставляя защитный слой шлака, что облегчает условия работы колосников.

Шурующая планка инженера Васильева. Приводится в движение при помощи двух цепей, которые при выходе планки из зоны высоких температур убираются в две трубы, стоящие вертикально перед фронтом котла. Планка обеспечивает подачу топлива 920 кг на 1 пог. метр планки.

Топливо для топок с шурующими планками не должно иметь кусков крупнее 40–50 мм. Применяются для сжигания бурых и каменных углей. Для сжигания тощих углей и антрацитов топка непригодна из-за чрезмерно высокой температуры в слое, что затрудняет работу планки.

Показатели работы топки: $\frac{Q_{\text{н}}^{\text{p}} B}{R} = (3,3-3,8) \cdot 10^6 \text{ кДж/м}^2$; $\frac{Q_{\text{н}}^{\text{p}} B}{V_{\text{т}}} = 1,05 \cdot 10^6 \text{ кДж/м}^3$; $q_3 = 1-2 \%$ и $q_4 = 6-8 \%$.

7.6. Топки с подвижным слоем топлива

В топках с круто наклонной решеткой (рис. 7.12) топливо поступает из топливной кормушки и опускается вниз под действием силы тяжести. Для бесперебойной работы угол наклона решетки должен быть больше угла естественного откоса. На этих решетках сжигаются неспекающиеся топлива. Шуровка производится вручную.

Ступенчатая решетка отличается от круто наклонной тем, что в ней колосники располагаются горизонтально, в виде ступеней лестницы. Между ступенями подается воздух. На ступеньках ввиду задержки части топлива создаются очаги горения, которые способствуют интенсификации горения. На таких решетках сжигаются лузга, опилки, одубина. Недостаток – невозможность сжигания спекающихся топлив, которые в процессе сгорания теряют сыпучесть. Эти решетки требуют периодической ручной шуровки.

Шахтные топки (см. рис. 7.1), предложенные впервые К. В. Киршем, применяются для сжигания малозольных высоковлажных топлив с большим выходом летучих (кусковой торф, дрова) в промышленных котельных, под котлами малой мощности.

Топливо периодически загружают в топливную воронку, откуда оно падает в кирпичную шахту, имеющую более чем часовой запас топлива. Из шахты топливо за счет собственного веса поступает на решетку, состоящую из двух рядов горизонтальных колосников. По мере опускания топлива из шахты за счет очагов горения, образующихся на решетке, происходит подогрев, подсушка топлива, а также выделение летучих. Для ускорения этих процессов желательно подавать под решетку горячий воздух.

Толщина слоя топлива зависит от его марки, влажности и крупности.

Наклонные колосники расположены под углом $\sim 45^\circ$, т. е. больше угла естественного откоса. Эта топка хорошо справляется со сжиганием дров влажностью до $W^p = 45\%$. Получают при $\alpha_t = 1,3$ $\frac{Q}{R} = 5000$ тыс кДж/м²·ч, $\frac{Q}{V} = 1200$ тыс. кДж/м³·ч при $q_3 \cong 0,5\%$ и $q_4 \cong 1,5\%$.

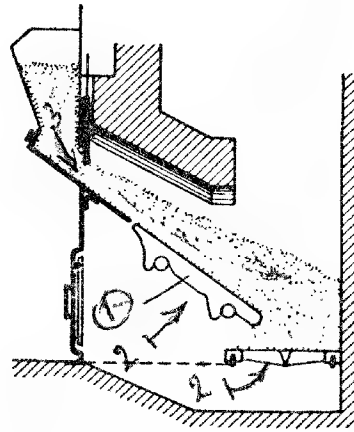


Рис. 7.12. Схема топки с наклонной колосниковой решеткой:

- 1 – круто наклоненные колосники;
- 2 – подача воздуха;
- 3 – подача топлива

7.7. Топки с цепными решетками

7.7.1. Принципиальная схема и условия работы цепной решетки

Форсировка котла за пределы, установленные практикой, приводит к увеличению потери q_4 ввиду выноса мелких фракций. Увеличить мощность топки можно только путем увеличения поверхности зеркала горения. Ширина колосниковой решетки ограничена шириной котла. Длина колосниковой решетки при ручном обслуживании не превышает 2,5 м. При большей длине кочегару трудно забрасывать топливо и чистить топку. Стремление механизировать процесс загрузки топлива и удаления шлака привело к созданию топок с цепными решетками. В этих топках длина решетки доводится до 7–8 метров.

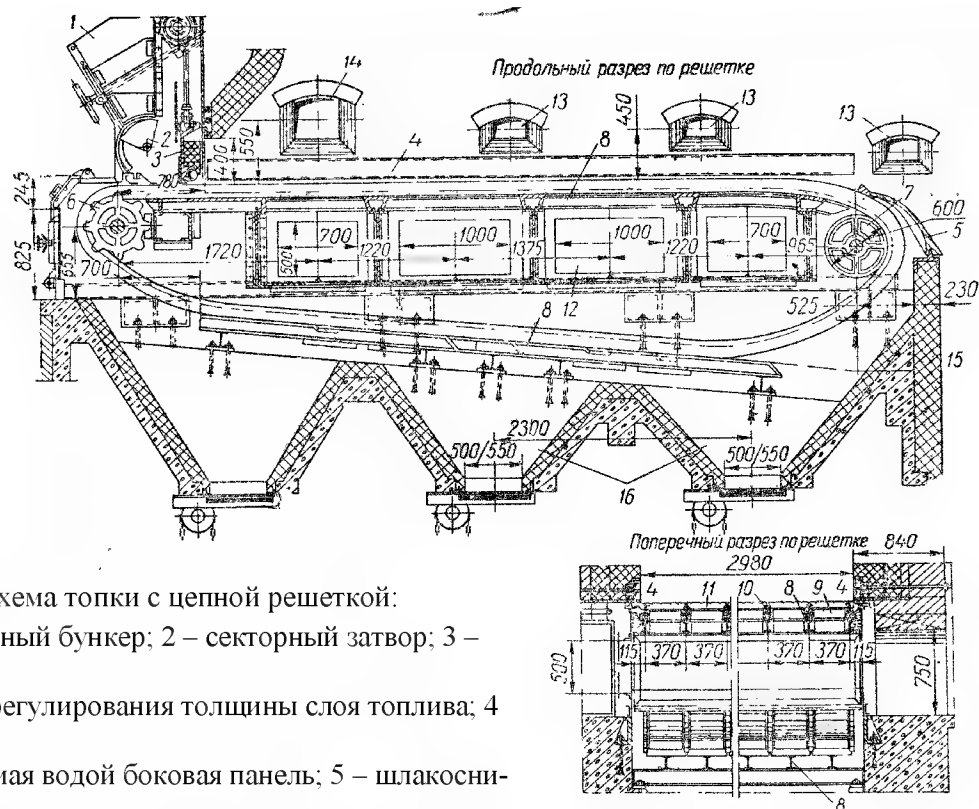


Рис. 7.13. Схема топки с цепной решеткой:
 1 – загрузочный бункер; 2 – секторный затвор; 3 –
 шибер для регулирования толщины слоя топлива; 4
 – охлаждаемая водой боковая панель; 5 – шлакосни-
 матель; 6 – ведущая звездочка; 7 – ведомый шкив; 8

Полотно решетки 1 (рис. 7.13) состоит из отдельных колосников, соединенных в цепи. Цепи надеты на две пары звездочек 6, 7. Передняя звездочка ведущая, приводится во вращение электродвигателем через редуктор. Топливо из загрузочной воронки 1 поступает на движущуюся решетку. Желаемую толщину слоя топлива устанавливают шибером 3, который может перемещаться по вертикали. Необходимый для горения воздух подводится под решетку 12 и поступает в слой через зазоры между колосниками. По мере движения решетки топливо выгорает. Образующийся шлак сбрасывается с решетки шлакоснимателем 5 в шлаковый бункер 16.

Регулирование работы слоя производится путем изменения первоначальной его толщины и скорости полотна. Толщина слоя регулируется гильотиной. Максимальная толщина слоя для $A^d \leq 70$ мм, а для щепы – 400–500 мм. Скорость цепи в зависимости от состава топлива, его горючести и крупности кусков приходится изменять от 2 до 30 м/ч. На привод затрачивается мощность от 1,5 до 5 кВт.

Цепные решетки могут быть двух основных видов: штыревыми либо бимсовыми.

В штыревых решетках сами колосники при помощи штырей связаны в одну бесконечную цепь. Здесь колосники несут механическую нагрузку – передают тяговые усилия. Они работают в тяжелых условиях. Замена колосников затруднена.

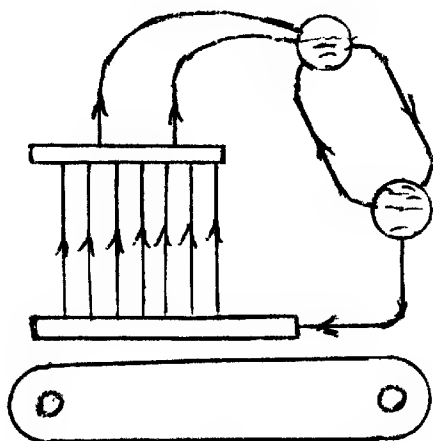


Рис. 7.14. Охлаждаемая панель в схеме естественной циркуляции

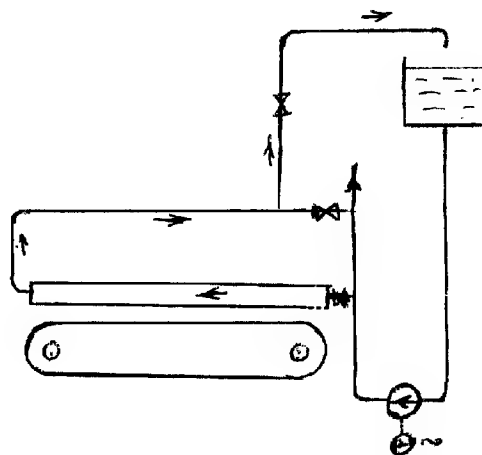


Рис. 7.15. Охлаждаемая панель в схеме принудительной циркуляции

Бимсовая цепная решетка состоит из звеньев цепи – бимсов, на которые нанизываются колосники. В этой конструкции замена сгоревших колосников осуществляется более легко.

В задней части топки расположен шлакосниматель 5. Его назначение - очищать решетку от шлака и увеличивать толщину шлакового покрова в конце решетки и тем уменьшать количество лишнего воздуха, проходящего через последнюю зону.

Для топлив с большой и изменяющейся влажностью, например для кускового торфа, часто применяется маятниковый шлаковый подпор, в еще большей степени способствующий утолщению шлакового слоя и улучшению его выжига. Шлаковые подпоры служат для предотвращения прохода в топочное пространство лишнего воздуха не только через полотно цепи, но и сверху нее – из шлаковых бункеров. Чтобы предотвратить коробление и перегорание шлаковых подпоров, балки, на которых они подвешены, охлаждают водой.

Возле стенок над решеткой расположены охлаждаемые водой панели (рис. 7.14, 7.15). Панель – это балка 1 вдоль всей решетки. Она защищает боковые стенки обмуровки от разрушения при истирании шлаком, движущимся на решетке, оберегает футеровку от прилипания шлака, так как шлаковые наросты будут тормозить движение слоя. Однако при установке одних только панелей цель полностью не достигается. Наросты шлака, скопившиеся сверху холодных панелей, свисают на слой и нарушают его движение. Гораздо более совершенным является экранирование оголенных мест. Нижние коллекторы экранов при этом будут являться панелями (рис. 7.14). В этом случае панель включена в контур естественной циркуляции.

На второй схеме приведена панель, охлаждаемая питательной водой (рис. 7.15). Провал через решетку попадает в дутьевые зоны. Откуда удаляется при периодическом открывании особых отверстий. При конструировании колосников стараются до минимума сократить просыпание золы через решетку. Так были созданы конструкции БЦР (беспровальных цепных решеток).

На рис. 7.16 представлены колосники БЦР. Это – чешуйчатые откидные колосники. Внизу они имеют чашечки для провала. При обратном ходе колосники опрокидываются и провал попадает в бункер, а оттуда направляется в топку для дожигания.

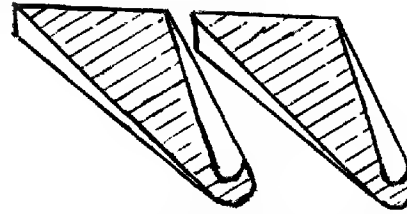


Рис. 7.16. Колосники в БЦР

7.7.2. Огневая работа слоя и топки

Особенностью горения топлива в топке с цепной решеткой является одностороннее верхнее его зажигание, так как свежее топливо из загрузочной воронки ложится на относительно холодные колосники. В данном случае имеет место схема поперечного движения топливного и газозвдушного потоков.

Слой топлива на решетке может быть разделен на четыре характерные зоны.

1. Зона свежего топлива.
2. Зона выхода и горения летучих веществ.
3. Зона горения кокса:
 - 3а. Область окислительных реакций.
 - 3б. Область восстановительных реакций.
4. Зона выжиги шлака.

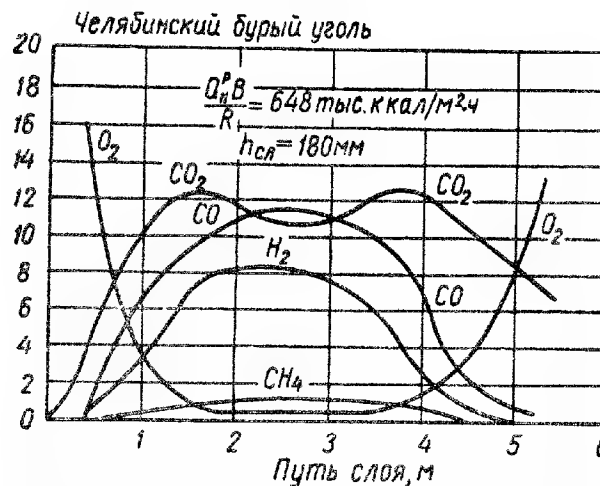


Рис. 7.17. Изменение состава газов по длине решетки

В зоне свежего топлива протекает процесс подогрева и подсушки топлива. Основным источником тепла в ней является излучение факела топочных газов. Некоторое количество тепла поступает также за счет теплопроводности от близко расположенных слоев горящего топлива. После подсушки и прогре-

ва начинается выход летучих веществ. Почти одновременно начинается и горение этих веществ.

Зоны 3а и 3б – это зоны горения кокса. Зона 3а первая встречает воздух богатый кислородом. Поэтому в ней протекают окислительные процессы. В верхнюю часть зоны горения кокса поступает смесь газов с малым содержанием кислорода. Поэтому в этой зоне протекают в основном восстановительные процессы ($\text{CO}_2 + \text{C} \rightarrow 2\text{CO}$; $\text{H}_2\text{O} + \text{C} \rightarrow \text{CO}_2$).

В зоне 4 происходит выгорание шлака. На рис. 7.17 показан график надслойного анализа газов. По графику видно, что над слоем имеет место значительный избыток кислорода в первой зоне, где горения нет, и в последней зоне, где слой шлака достаточно тонкий, а горение протекает очень вяло.

В средней части решетки, где происходит интенсивное горение, наблюдается недостаток кислорода. Это приводит к протеканию восстановительных реакций, что вызывает появление в газах CO , H_2 и даже CH_4 . Кривая CO_2 в средней части имеет седловину также ввиду протекания восстановительных реакций.

При сжигании топлив на цепной решетке приходится принимать меры для интенсификации подготовительных этапов. Топка выполняется с развитым задним сводом. Благодаря заднему своду горячие газы, образующиеся в зоне наиболее активного горения, направляются к начальному участку слоя, способствуя зажиганию свежего топлива. Кроме того, имеющийся в шлаковой золе избыточный горячий воздух при таком расположении свода направляется в зону наиболее активного горения. Свод выполняется из кирпича, раскаляющегося во время работы, что также способствует более полному выгоранию горючих из шлака.

Передний свод 2 (см. рис. 7.17) длинным не делают. Применяются короткие своды, открытые выше и короче. Открывается доступ прямому излучению факела к слою топлива.

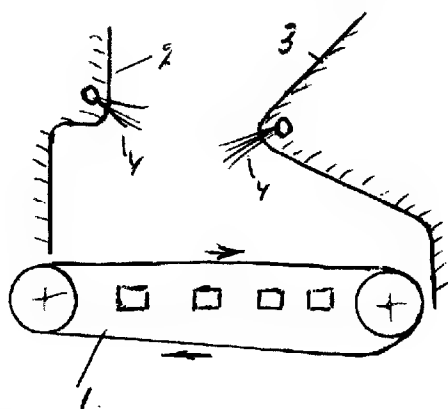


Рис. 7.18. Схема подачи вторичного дутья и размещения переднего и заднего сводов

Газы, выходящие из горящего на цепной решетке слоя топлива, наряду с продуктами полного сгорания, содержат горючие составляющие, а также кислород. Во избежание значительных потерь q_3 продукты горения необходимо в топочной камере хорошо перемешать для завершения горения. Эффективным мероприятием, интенсифицирующим процесс перемешивания газов в топке, является “острое дутье”, т. е. ввод в топочную камеру с большой скоростью (50–70 м/с) относительно тонких струй воздуха. Расход воздуха на острое (вторичное) дутье составляет 5–10 % от общего количества воздуха. Место ввода острого дутья показано на рис. 7.18.

Зачастую от острого дутья отказываются.

Воздух (вторичный) подается в тех же местах, но по более широким каналам, со скоростью 30–35 м/с (давление перед соплами 100–150 мм р. ст.). Количество вторичного воздуха – 10–15 % от общего расхода. Преимущество в том, что вторичный воздух может подаваться от того же вентилятора, что и под решетку. Эффект от такой подачи вторичного воздуха почти такой же, как и при остром дутье.

Применение горячего дутьевого воздуха способствует интенсификации горения топлива в слое. Предел подогрева воздуха лимитируется условиями работы решетки. Так, при сжигании на цепной решетке антрацита (топлива с малым выходом летучих, что обуславливает основное горение в слое, а следовательно, и развитие в слое высоких температур) максимально допустимый подогрев воздуха 150–200 °С. При сжигании топлив с большим выходом летучих, применяют подогрев воздуха до 250–300 °С.

Чтобы обеспечить равномерное выжигание кусков угля по длине цепи и уменьшить вынос мелких фракций, требуется предварительная сортировка углей. На цепной решетке антрацит сжигается в виде фракций С и М. Размер кусков не должен быть более 40 мм.

Высокий КПД достигается при сжигании на цепных решетках слабоспекающихся углей (например газовых), так как при спекании уменьшается вынос из слоя мелких фракций. Сильноспекающиеся угли плохо сжигаются на цепных решетках, так как сильное спекание угля ведет к неравномерности процесса, кратерному горению, при этом падает мощность топki, появляется необходимость в постоянной шуровке.

7.7.3. Аэродинамическая схема цепной решетки

По длине решетки, как было сказано выше, имеется достаточно четкое разделение процесса горения на следующие этапы: подготовка топлива, прогрев, подсушка, выделение летучих, горение летучих и кокса, выжиг шлака. Так как для различных этапов горения требуется различное количество воздуха, применяют позонное (секционное) дутье. На рис. 7.19 кривая 1 характеризует потребное количество воздуха для горения топлива по длине решетки. При отсутствии позонного дутья поступление воздуха в топку характеризуется кривой 2, а при секционном – линией 3. Позонное дутье улучшает горение топлива, уменьшает α_t , уменьшает потери q_3 и q_4 .

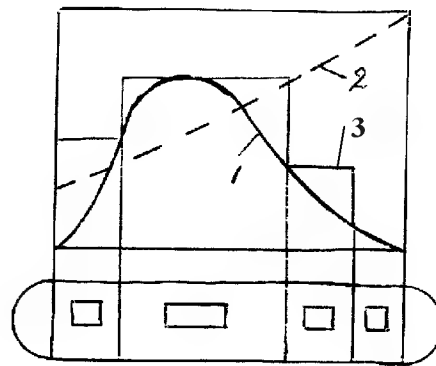


Рис. 7.19. Потребность и подача воздуха по длине решетки

7.7.4. Показатели работы топок с цепными решетками

На цепных решетках хорошо сжигаются следующие топлива: кусковой торф, бурые угли с малым A^r и W^r , длиннопламенные угли, газовые угли и антрациты марки АС и АМ и Т.

На цепных решетках не механизирована шуровка, поэтому на них плохо сжигаются многозольные и сильноспекающиеся топлива.

Тепловая нагрузка Q/R :

челябинские “Б” $4000 \cdot 10^3$ кДж/м²ч;

антрациты “АС” $5000 \cdot 10^3$ кДж/м²ч;

кусовой торф $9000 \cdot 10^3$ кДж/м²ч;

каменные угли “Д” и “Т” $5500 \cdot 10^3$ кДж/м²ч.

Тепловое напряжение топочного объема Q/V :

на антраците “АС” $1300 \cdot 10^3$ кДж/м²ч;

все остальные топлива $1000 \cdot 10^3$ кДж/м²ч.

Во всех топках с цепной решеткой рекомендуется введение вторичного воздуха. Количество которого 5–15 % от общего количества воздуха, вычисляемого по коэффициенту избытка.

Недостатки топок с цепными решетками:

громоздкость;

большой расход металла;

большой вес;

высокая стоимость;

ненадежность в работе ввиду наличия движущихся элементов в зоне высоких температур (возможность зашлаковки, перегорания колосников и др.);

топки не универсальны по топливу;

неэффективное одностороннее зажигание (верхнее).

7.8. Наклонно-переталкивающие решетки

В топках с наклонно-переталкивающими решетками (рис. 7.20) топливо перемещается вследствие возвратно-поступательного движения колосников решетки. Решетка выполнена из чередующихся подвижных и неподвижных колосников.

В наиболее примитивной конструкции наклонно-переталкивающей решетки подвижные колосники расположены через 3–4 неподвижных. В топках при сжигании высокозольных топлив пространство между неподвижными колосниками быстро забивается золой и требуется ручная их очистка.

В более поздней конструкции подвижные и неподвижные колосники чередуются через один. Здесь застоя шлака нет.

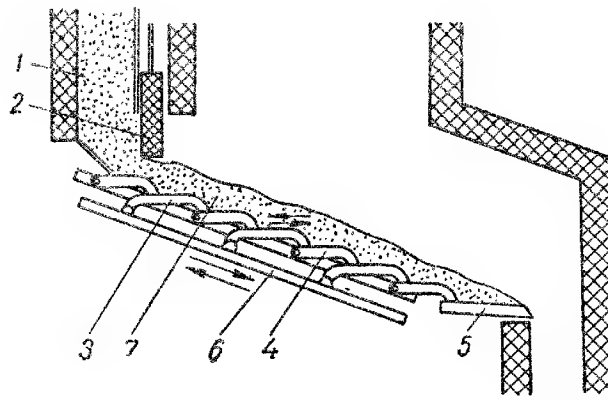


Рис. 7.20. Схема топки с наклонно-переталкивающей решеткой:

1 – шахта; 2 – шибер для регулирования толщины слоя топлива; 3 – подвижные колосники; 4 – неподвижные колосники; 5 – шлаковый колосник; 6 – подвижная рама; 7 – топливо

Наилучшим типом является конструкция, в которой колосники разбиты на группы, которые приводятся в действие от различных приводов. Это позволяет менять ход и скорость движения на отдельных участках слоя в зависимости от сорта топлива и его поведения в процессе сжигания.

Решетка обычно снабжается боковыми охлаждаемыми панелями, которые желательно включить в схему циркуляции.

Процесс горения регулируется величиной хода (50–70 мм и доходит до 150), скоростью движения ступенек (от 0,2 до 4 м/ч), а также толщиной слоя топлива, которая фиксируется вертикально-расположенным шибером. Длина зеркала горения при очень мощных топках доходит до 10 метров (7–7,5 метров наклонной решетки и 2–2,5 м – по шлаковым колосникам).

В топках с наклонно-переталкивающей решеткой механизирована подача топлива, шуровка и удаление шлака.

Такие топки применялись для влажных топлив с большим выходом летучих и тугоплавкой золой (например для бурых). При шуровке происходит сбрасывание золы с поверхности горящих частиц и этим интенсифицируется горение.

Недостатки этих топок:

- 1) тяжелые условия работы колосников, находящихся в зоне высокой температуры;
- 2) невысокий КПД ввиду большой потери q_4 ;
- 3) поскольку колосники объединяют функции подачи топлива и шуровки, то, например, при сжигании спекающихся высококалорийных топлив, трудно совместить глубокую шуровку с малой подачей.

При малых нагрузках приходилось ограничивать шурование, а это не позволяло сжигать высокозольные топлива. Все это привело к тому, что такие решетки широкого распространения не получили.

7.9. Топки с обратно-переталкивающей решеткой, “каскадные” топки

В схеме с обратно-переталкивающей решеткой все колосники движутся вертикально, когда четные движутся вниз, нечетные вверх и наоборот. В слое создается петлеобразная траектория. По идее частица должна циркулировать в слое до тех пор, пока не выгорит полностью.

В этой конструкции осуществляется глубокое шурование. Совмещено глубокое шурование с медленной (малой) подачей. Топка пригодна для спекающихся углей.

Опыт показал, что такие топки ненадежны в эксплуатации. Глубокое шурование наряду с положительным эффектом приводит к перегреву колосников. Решетки тяжелые, громоздкие, дорогие.

Последняя конструкция решеток широкого распространения не получила.

7.10. Топки с нижней подачей топлива

К топкам с нижней подачей топлива относятся ретортные топки (рис. 7.4). В этих топках топливо из бункера при помощи шнека выдается к реторте. Подача производится под горящий слой топлива. Шнеком топливо перемещается по реторте. Часть топлива выдается через горящее топливо вверх и поступает на боковые колосники. По мере перемещения топлива происходит его тепловая подготовка за счет контакта с горящими частицами. Образующиеся здесь летучие поднимаются и, смешиваясь с воздухом, сгорают в слое раскаленного кокса. Озоленные частицы топлива догорают на боковых колосниках. Удаление шлака – путем опрокидывания этих колосников.

В этой топке довольно хорошо механизированы трудоемкие процессы, но недостатки те же, что и у предыдущей топки. Эти топки не получили у нас широкого распространения в связи с предъявляемыми высокими требованиями к качеству сжигаемого топлива. Удовлетворительные результаты получаются только при сжигании умеренно спекающихся углей с большим – выходом летучих, малой зольностью и влажностью и тугоплавкой золой.

В топках с нижней подачей топлива тепловое напряжение зеркала горения $Q/R = 8 \cdot 10^6$ кДж/м²ч.

7.11. Шахтно-цепная топка для кускового торфа системы профессора Макарьева

При сжигании кускового торфа, имеющего значительную влажность ($W^p = 40\text{--}50\%$) для интенсификации подготовительных этапов применяют специальные предтопки.

Проф. Макарьевым предложен предтопок, показанный на рис. 7.21. Кусковой торф с высокой влажностью поступает в шахту 6. Сюда же подается 10–15 % воздуха 5. На балках 4 образуются очаги горения. Горячие дымовые газы

пронизывают слой топлива, прогревают его, подсушивают и частично газифицируют. Выделившиеся летучие затем сгорают в топочной камере.

Эти предтопки применяют под котлами мощностью до 230 т/ч. Температура подогрева воздуха в этих котлах до 200-250 °С. Очаги горения, образующиеся на балках 4 обеспечивают двухстороннее зажигание. Регулятором толщины слоя на цепной решетке служит балка 3, находящаяся в самой топке. Эта балка, перемещаемая вертикально, охлаждаемая водой, снаружи выложена кирпичом. Перемещения этого регулятора осуществляются редко - при резком изменении влажности поступающего топлива. Толщина слоя - 700-800 мм. Такая толщина объясняется тем, что торф - малокалорийное топливо.

Для сгорания большого количества летучих необходим достаточный объем топочной камеры и вторичное дутье. Основным недостатком топок описываемой конструкции является неизбежность применения ручного обслуживания, вытекающая из необходимости периодической очистки мест образования очагов горения.

Показатели работы топки:

$$\frac{B Q_H^p}{R} = (6 - 8) \cdot 10^6 \text{ кДж/м}^2\text{ч},$$

$$\frac{B Q_H^p}{V_r} = 1000 \cdot 10^3 \text{ ккал/м}^3\text{ч}, \quad q_3 = 1 \%, \quad q_4 = 2 \%, \quad \eta \cong 80-81 \%.$$

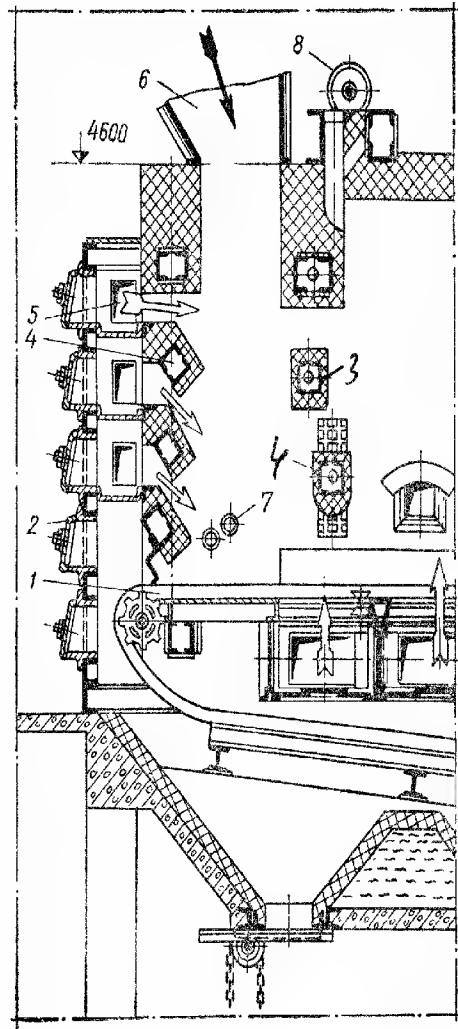


Рис. 7.21. Шахтно-цепная топка:

1 – полотно решетки; 2 – дверцы; 3 – регулятор слоя; 4 – наклонные ступени; 5 – коробка горячего воздуха; 6 – подача топлива; 7 – задерживающие балки

7.12. Топки с двухступенчатым очагом горения (факельно-слоевая)

Предложенная ВТИ двухступенчатая топка, позволяющая сжигать несортированные угли (бурые и каменные) с повышенным выходом летучих при наличии мелочи, представлена на рис. 7.22.

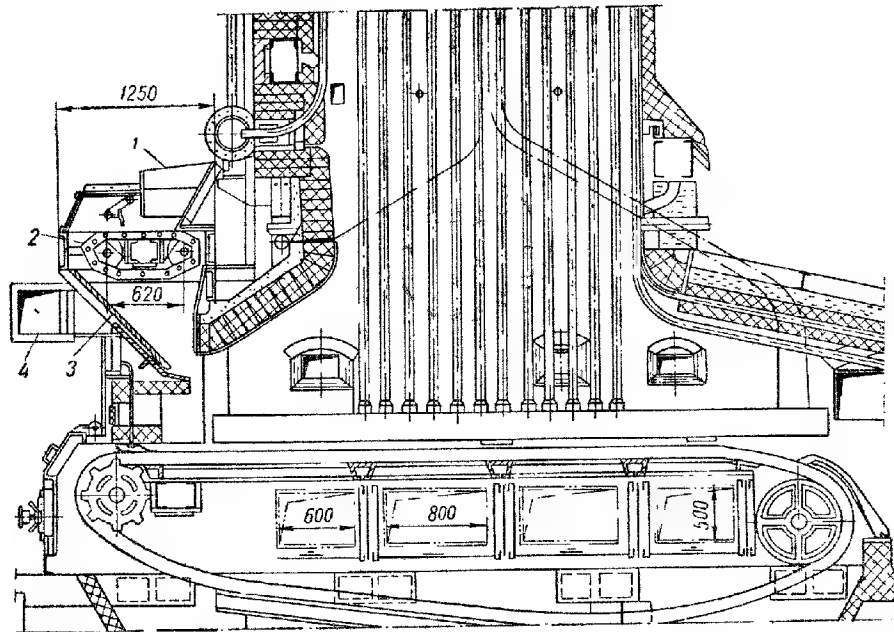


Рис. 7.22. Факельно-слоевая топка системы ВТИ – Комега:

- 1 – загрузочный бункер; 2 – скребковый питатель;
3 – разгонная плита; 4 – короб подвода воздуха

Эта топка представляет собой сочетание пневмозаброса с цепной решеткой. Топливо, пройдя скребковый питатель 2 поступает на разгонную плиту 3, с которой скатывается вниз на цепную решетку. В нижней части разгонной плиты подведен воздух 4, который подхватывает уголь и выносит в топку. Штыбовые фракции сгорают во взвешенном состоянии. Мелкие частицы выносятся и оседают в дальнем конце решетки, более крупные – в ближнем. Поэтому крупные частицы находятся на решетке дальше, чем мелкие. Это удобно, поскольку на горение мелких частиц нужно меньше времени.

Двухступенчатый очаг горения имеет место потому, что здесь осуществляется комбинированное сжигание: полукамерное, полуслоевое. Один очаг горения – в слое, а второй – в топочной камере.

В этой конструкции свежее топливо попадает на слой горящего. Это значительно улучшает условия воспламенения. Имеет место двухстороннее воспламенение: верхнее и нижнее. В первых конструкциях для улучшения воспламенения устанавливали поперек цепной решетки в ее начале трубу, образующую подпор топлива. Топливо, задерживаясь перед подпором (в основном наиболее крупные куски), начинало гореть. Накапливаясь в достаточном

количестве, это горящее топливо переваливалось через подпор, попадало на голую решетку. В дальнейшем на слой горящего угля падало свежее топливо. Таким образом улучшалось его воспламенение. В более поздних конструкциях от этого подпора отказались, поскольку и без него имело место достаточно хорошее воспламенение.

Расход воздуха на забрасывание составляет 7–10 % от общего количества подаваемого воздуха.

Кроме этого подается вторичное дутье. Оно подводится в топку на расстоянии 1,5 м от решетки с целью его завихрения. Количество вторичного воздуха (кроме расходуемого на заброс) составляет 20–25 %. Вторичное дутье подается таким образом, что образуется вращающийся вихрь с горизонтальной осью вращения. Частицы вращаются в этом вихре, полностью не выгорают.

Характерной особенностью двухступенчатой топки является ее пониженное газовое сопротивление. Давление воздуха под решеткой составляет 40 мм р. ст. (а в обычных решетках до 30 мм р. ст.). Статический напор перед щелями вторичного воздуха и забрасывающих сопел обычно ниже 100 мм в. ст. Весь воздух подается общим дутьевым вентилятором. Эта топка является переходной ступенью от слоевого к камерному. Особенно хорошо эта топка зарекомендовала себя при сжигании челябинских бурых углей и несортированных каменных углей с количеством штыбовых фракций более 30 %.

7.13. Области применения различных типов слоевых топок

Слоевые топki с ручным обслуживанием могут работать на всех видах твердого топлива, но с различной затратой ручного труда. При проектировании слоевых топок с ручным обслуживанием допускается установка их под котлами производительностью до 1 т. пара/ч и лишь в отдельных случаях до 2 т пара/ч.

Согласно действующим нормам слоевые топki для сжигания рядовых углей рекомендуется применять для котлов паропроизводительностью до 20 т/ч. Для котлов более высокой паропроизводительности часто оказывается возможным применение как слоевых, так и камерных топок. В этом случае выбор способа сжигания решается на основе технико-экономических соображений.

Для слоевого сжигания антрацита (кроме АШ) для котлов паропроизводительностью 2–10 т/ч рекомендуются топki с забрасывателями и неподвижной решеткой, а для котлов паропроизводительностью 10–20 т/ч – топki с цепной решеткой.

Для сжигания каменных и бурых углей для котлов паропроизводительностью до 10 т/ч рекомендуются топki с забрасывателями и топki с шурующей планкой, а для котлов производительностью 10–20 т/ч – топki с цепной решеткой и забрасывателем.

Для бурых углей при паропроизводительности котла 4–20 т/ч возможно также применение топок с наклонно-переталкивающими решетками.

Для сжигания кускового торфа для котлов паропроизводительностью до 10 т/ч рекомендуются шахтные топки, а для котлов паропроизводительностью 10–230 т/ч – шахтно-цепные топки.

8. ПЫЛЕПРИГОТОВЛЕНИЕ

8.1. Пыль и ее характеристика

8.1.1. Физические свойства пыли

Угольная пыль представляет собой смесь частиц от размера, близкого к нулю, до 300, 500 и даже 1000 мкм. Преобладают же зерна размером от 200 до 500 мкм.

Насыпной вес свежей пыли 0,5 т/м³, а слежавшейся 0,8–0,9 т/м³. При расчетах емкости бункеров следует насыпной вес пыли в среднем принимать 0,7 т/м³.

Пыль, рассмотренная под микроскопом, имеет самую разнообразную форму, что создает большие затруднения в подсчете суммарной поверхности частиц.

Пыль представляет рыхлую легко подвижную массу с углом естественного откоса 25–30°. Угол естественного откоса зависит от сорта топлива и тонкости его помола. Пыль настолько сыпуча, что в бункере с пылью можно утонуть.

Пыль в смеси с воздухом образует подвижную эмульсию, легко перекачиваемую, как жидкость. Это свойство используется при пневмотранспорте пыли как на большие расстояния при концентрациях 25:1 (кинхон-насосы), так и в обычных системах пылеприготовления (при концентрациях 2:1). Запыленный воздух с трудом очищается от пыли, поэтому обычными техническими средствами нельзя получить полной очистки запыленного воздуха. Это является препятствием в применении разомкнутых систем пылеприготовления, в которых отработавший воздух или газы выбрасываются в атмосферу.

При слеживании пыль склонна к самовозгоранию, образуя тлеющие очаги. Это особенно часто наблюдается у пыли углей, богатых летучими. Очаги горения представляют собой одну из главных причин образования взрывов в системах пылеприготовления.

8.1.2. Тонкость помола пыли

Качество пыли оценивается по размеру ее пылинок. Тонкость помола определяется с помощью просева отобранной пробы через сита со стандартным размером отверстий.

Тонкость помола можно характеризовать остатком на сите, либо проходом через него. Для просева берут пробу пыли (25 или 50 г) и доводят в сушильном шкафу до воздушно-сухого состояния.

В эксплуатационном контроле качества топливной пыли пользуются ситами двух размеров: сита с размером ячеек 200, 500 или 1000 мкм для грубого размола (бурые угли) и с размером ячеек 90 или 200 мкм для тонкого размола.

По данным рассева на комплекте сит может быть построена зерновая характеристика (рис. 8.1 и 8.2). Чем круче зерновая характеристика в области среднего размера частиц, необходимого по экономическим условиям сжигания, тем пыль более однородна: мало переизмельченного топлива, требующего непроизводительного расхода электроэнергии, и мало крупных частиц, вызывающих недожог топлива. Идеальная пыль характеризуется одинаковым размером топливных частиц – монодисперсная пыль.

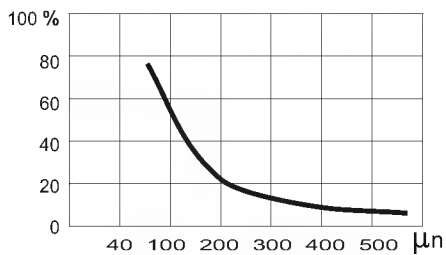


Рис. 8.1. Неполная помольная характеристика (с размером зерен крупнее 40 мкм)

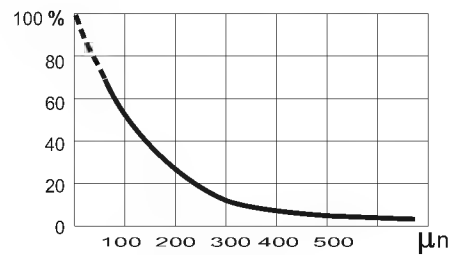


Рис. 8.2. Полная помольная характеристика

Зерновые характеристики подчиняются уравнению

$$R_x = 100 e^{-bx^n},$$

где R_x – остаток на сите с линейным размером отверстий x ; b и n – постоянные коэффициенты, характеризующие соответственно тонкость измельчения и равномерность зернового состава; e – основание натурального логарифма.

Значение коэффициента b изменяется в пределах 0,0025–0,1. Чем тоньше пыль, тем меньше b . Коэффициент полидисперсности пыли n характеризует структуру пыли, зависит от соотношения остатков на двух ситах (с большими и меньшими отверстиями). Чем больше разность этих остатков, тем круче зерновая характеристика, тем выше коэффициент полидисперсности. Для “идеальной” зерновой характеристики $n = \infty$. n зависит от совершенства мельничной системы и свойств топлива.

Сита выполнены в виде металлического цилиндра $\varnothing 200$ мм и высотой 50–80 мм, низ затянут сеткой. Набирается несколько сит по высоте.

Наиболее употребительные сита с размером отверстий 1000, 800, 400, 200, 120, 90, 75 и 60 мкм.

Обозначение: R_x , %, где x – размер ячеек.

Проход D_x , %, $R_x + D_x = 100$ %.

8.2. Основные законы измельчения материалов

Зерновая характеристика выражает определенный физический закон дробления

$$R_x = 100 e^{-bx^n},$$

где $e = 2,718$ – основание натурального логарифма; x – размер частиц; b , n – постоянные коэффициенты, для определения которых нужно знать остатки на двух каких-либо ситах;

$$n = \frac{\lg \ln \frac{100}{R_{200}} - \lg \ln \frac{100}{R_{90}}}{\lg \frac{200}{90}}; \quad b = \frac{1}{90^n} \ln \frac{100}{R_{90}};$$

коэффициент n для данного мельничного устройства практически постоянен для $x = 60\text{--}200$ микрон.

При измельчении топлива имеет место механическое отделение одних групп молекул от других, что сопровождается затратой энергии на преодоление межмолекулярных связей. В результате разрушения тела раскрываются новые поверхности. Работа, затрачиваемая при дроблении или размоле, пропорциональна вновь полученной поверхности измельченного материала, кВт/кг

$$\mathcal{E} = A (O_2 - O_1),$$

где A – коэффициент пропорциональности, кВт · ч/м²;
 O_2 и O_1 – удельные поверхности до и после размолы, м²/кг.

Основной величиной, характеризующей угольный порошок, является поверхность всех пылинок. Чем больше поверхность всех пылинок на единицу веса топлива, тем тоньше помол. Так, при остатке $R_{90} = 6\%$ поверхность пыли составляет 580 м²/кг.

Зная распределение пыли по крупности, можно определить ее поверхность, если предварительно задаться формой пылинок (шар, куб). В этом случае

$$O_2 = C \frac{1}{n} \left(\ln \frac{100}{R_{90}} \right)^{\frac{1}{n}},$$

где $C = \frac{450}{\gamma_T}$; γ_T – удельный вес топлива.

Более тонкая пыль быстрее сгорает благодаря наличию большей поверхности реагирования.

Существуют два термина: сопротивляемость размолу и размолоспособность. Для получения пыли одинаковой тонкости для различных топлив расходуется разное количество энергии, а мельница на разных топливах дает разную производительность. Если то или иное топливо размалывается с

большим расходом энергии, то сопротивляемость размолу у него выше, а размолоспособность – ниже.

Наличие влаги в топливе снижает в ряде случаев прочность материала и создает условия для появления пластических деформаций (т. е. топливо теряет хрупкость), особенно если в золе имеется значительное количество глины. Поэтому повышение влажности топлива сверх определенного предела сопровождается повышением сопротивляемости размолу.

Чрезмерный избыток влаги ведет к полной потере хрупких свойств топлива и снижению производительности мельницы до нуля вследствие ее замазывания. Обычно хрупкие свойства у топлива появляются при доведении влажности, близкой к воздушно-сыхому состоянию.

Минимальные значения разрушающих напряжений, а следовательно, затраты энергии, имеют место при растяжении. Они в 20–30 раз меньше напряжений при раздавливании, в 15–20 раз меньше напряжений при срезе и в 6–10 раз меньше напряжений при изгибе.

Эффективность измельчения определяется количеством вновь образуемых поверхностей на единицу затрачиваемой энергии. С этой точки зрения наихудшие результаты получаются при разрыве, когда образуется лишь поверхность, равная двойному сечению тела. Наилучшие результаты дает раздавливание, при котором вновь образуемая поверхность в сотни раз превышает поверхность, получаемую при разрыве.

Следовательно, наиболее эффективными методами являются раздавливание и удар.

Оценка процесса измельчения материала в различных устройствах может быть проведена путем сравнения их КПД.

Под КПД процесса размола подразумевают отношение теоретически необходимого количества энергии для получения 1 м² новых поверхностей в процессе размола к практически расходуемому количеству энергии:

$$\eta_{\text{лаб}} = \frac{\delta_{\text{т}}}{A},$$

где δ – количество энергии, которое необходимо затратить на обнажение 1 м² свежих поверхностей в процессе размола, кВтч/м²;

A – действительный расход энергии на помол (также в расчете на 1 м² обнаженной поверхности).

Значение величины δ для многих твердых тел, в том числе и для углей, не может быть указано достаточно точно. Но ориентировочные подсчеты, проведенные для тел, δ которых известна (например для кварца), показывают, что КПД процесса размола очень низки и в шаровой барабанной мельнице, например, составляют сотые доли процента (при размолу кварца – 0,06 %).

Столь малые теоретические КПД размольных машин заставляют искать принципы размола и конструкции машин, обеспечивающих повышение КПД.

Исследованиями установлено, что в среднеходных мельницах вследствие более организованного размола топлива (давление вала на слой) достигается расход энергии, почти в 2 раза меньшей, чем в шаровых барабанных

мельницах, где в процессе размола имеют место непроизводительные удары шаров друг о друга.

Улучшением схемы работы мельницы можно добиться значительной экономии энергии на размол. Об этом говорят результаты подсчетов теоретических КПД.

8.3. Выбор экономически выгодной тонкости помола угля

При уменьшении остатков на ситах и увеличении прохода поверхность, обнажаемая в процессе размола, возрастает. Пропорционально этому растет удельный расход энергии на производство пыли. С этой точки зрения выгодно производить пыль грубого помола. Но с огрублением помола затрудняется сжигание пыли и растут потери от недожога (q_4). Экономичность установки в целом окажется наивыгоднейшей, если сумма расходов, связанная с приготовлением пыли, и затрат, связанных с ее сжиганием, достигает своего минимума. Тонкость помола, которая дает минимальные общие потери, носит название экономической тонкости помола.

Сумма затрат на пылеприготовление:

$$q_{\text{п}} = q_{\gamma} + q_{\text{м}} + q_{\text{сл}},$$

где q_{γ} – затраты, связанные с расходом энергии на пылеприготовление, руб./т;
 $q_{\text{м}}$ – затраты, связанные с потерей металла (износ оборудования) при производстве пыли, руб./т;

$q_{\text{сл}}$ – прочие служебные расходы (смазка, обслуживание, амортизация и прочие).

По данным ВТИ, потери от механического недожога для камерных топок оцениваются следующими эмпирическими зависимостями:

$$\text{для бурых углей } q_{\text{н}} = 0,15 - 0,05 \left(\frac{R_{90}}{10} \right)^2;$$

$$\text{для каменных углей } q_{\text{н}} = 0,25 - 0,5 \left(\frac{R_{90}}{10} \right)^2;$$

$$\text{для АШ } q_{\text{н}} = 0,5 - 5 \left(\frac{R_{90}}{10} \right)^2.$$

Сумма затрат:

$$q_{\text{сум}} = q_{\text{п}} + q_{\text{ч}}.$$

Минимальные значения суммы затрат находятся при оптимальных значениях тонины помола (рис. 8.3).

Каждый сорт топлива, каждая установка имеют свою экономическую тонкость помола, определяемую как качествами топлива, так и особенностями эксплуатации. Вместе с тем практикой установлена целесообразность огрубления помола по мере перехода от топлив с малым выходом летучих к топливам с большим выходом летучих. Возможность огрубления помола при углях с

большим выходом летучих объясняется их повышенной интенсивностью сгорания (при одинаковом пребывании в топке).

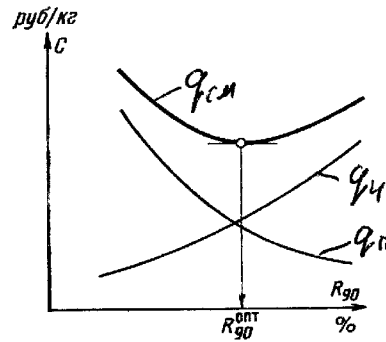


Рис. 8.3. К технико-экономическому определению экономической тонкости помола:

$q_п$ – затраты на расход энергии на пылеприготовление; $q_ч$ – затраты, вызванные механическим недожогом топлива; $q_{см}$ – суммарные затраты

Тип мельничного устройства и в особенности концентрация влияют на характер пыли. Чем равномернее структура пыли, тем с более грубым помолом ее можно сжигать.

Рекомендуемая тонкость помола для различных видов топлива:

АШ	$R_{90} = 6-8 \%$;
бурые угли	$R_{90} = 40-60 \%$;
сланцы	$R_{90} = 40-50 \%$.

8.4. Коэффициент размолоспособности и способы его определения

Под относительным лабораторным коэффициентом размолоспособности $K_{ло}$ принято понимать отношение расходов энергии при размоле эталонного топлива и топлива X при воздушно-сухом их состоянии и измельчении от одинаковой крупности до одной и той же тонкости помола.

Существуют методика ВТИ и методика ЦКТИ по определению коэффициента размолоспособности топлива. В обеих методиках за эталонное топливо принимается наиболее твердое топливо, близкое по своим свойствам к донецкому АШ, которое в результате размола в фарфоровой мельнице в течение 15 мин дает остаток на сите $R_{90} = 70 \%$.

Если $\mathcal{E}_{эт}$ и $\mathcal{E}_X$ соответственно представляют расход энергии для эталонного топлива и топлива X, то относительный коэффициент размолоспособности $K_{ло} = \frac{\mathcal{E}_{эт}}{\mathcal{E}_X}$.

Чем мягче топливо, тем меньше $\mathcal{E}_X$ и, следовательно, абсолютное значение $K_{ло}$ больше единицы. У очень твердых топлив $K_{ло} < 1$.

Если при размоле эталонного топлива и топлива X потребляемая мельницей мощность N одинакова, то

$$B_{\text{эт}} = \frac{N}{\mathfrak{E}_{\text{эт}}} \quad \text{и} \quad B_X = \frac{N}{\mathfrak{E}_X},$$

где $B_{\text{эт}}$ и B_X – производительности мельницы на эталонном топливе и топливе X, т/ч.

Подставив значение в формулу, получим

$$K_{\text{ло}} = \frac{B_X}{B_{\text{эт}}}.$$

Таким образом, лабораторный относительный коэффициент размолоспособности показывает также, во сколько раз при размоле воздушно-сухих топлив производительность мельницы на топливе больше, чем на эталонном топливе (при одинаковых начальном составе топлива и конечной тонкости помола пыли).

Наиболее распространенной является методика ВТИ по определению $K_{\text{ло}}$. Заключается она в том, что размол одинаковых по весу проб угля ведется при затрате одинакового количества энергии. Тонкость помола размолотых проб получается в этом методе различная.

По методике ЦКТИ относительный лабораторный коэффициент размолоспособности получается путем сравнения производительности мельницы в г/мин на топливе X (B_X) с производительностью ее на эталонном топливе (0,775 г/мин)

$$K_{\text{ло}} = \frac{B_X}{0,775}.$$

Проба 230 см³, размер зерен 88–590 микрон, размол в ШБМ в течение определенного периода, просев через сито 90, добавка свежего топлива и снова размол. Так 10 циклов. Установившаяся производительность мельницы B_X принимается по последним циклам.

При этом оба топлива (и исследуемое, и эталонное) должны быть воздушно-сухими, иметь одинаковую крупность кусков. Топлива должны иметь одинаковую тонкость помола. При соблюдении этих условий $K_{\text{ло}}$ будет зависеть только от сорта топлива.

Значение $K_{\text{ло}}$ по ВТИ для различных топлив:

для АШ	$K_{\text{ло}} = 1,0;$
для АРШ	$K_{\text{ло}} = 0,87;$
для “Г”	$K_{\text{ло}} = 1,88;$
подмосковный “Б”	$K_{\text{ло}} = 1,73;$
сланцы	$K_{\text{ло}} = 1,2–2,6.$

Оба топлива (и эталонное и исследуемое) размалывают в воздушно-сухом состоянии.

На электростанциях топливо размельчается при влажности W^p . Фракционные составы рабочей и лабораторной проб различны. Оба обстоятельства

оказывают сильнейшее влияние на производительность мельницы, в связи с чем введено понятие коэффициента размолоспособности рабочего топлива

$$K_{рт} = K_{ло} \frac{П_{вл}}{П_{др}},$$

где $П_{др}$ – поправочный коэффициент на изменение производительности мельницы в зависимости от степени дробления топлива;

$П_{вл}$ – поправочный коэффициент, учитывающей отрицательное влияние влажности топлива на его размолоспособность. Коэффициент размолоспособности позволяет определить производительность мельницы для данного топлива.

8.5. Взрывобезопасность пылевоздушных смесей

Пылевидное топливо способно при лежании самовозгораться (особенно топлива с большим выходом летучих). Самовозгорание происходит вследствие соединения горючих элементов с кислородом воздуха. Если на каком-либо участке пылеприготовительной установки пыль залеживается (горизонтальные участки, тупики, коллекторы), то здесь могут возникнуть очаги воспламенения. Чем система проще по конструкции, чем она имеет меньше мертвых участков, тем система менее взрывоопасна.

Опыт показал, что слежавшаяся пыль не взрывается. Взрыв может произойти только при взрыхлении. Чаще всего это происходит при неустановившейся работе системы (пуск, остановка и т. д.). Пыль оседает, слеживается, начинает тлеть. При взрыхлении происходит взрыв.

По правилам ПТЭ, после остановки и перед пуском всю систему пылеприготовления необходимо провентилировать холодным воздухом.

Взрывоопасность увеличивается при следующих обстоятельствах:

1) с увеличением выхода летучих веществ. При содержании летучих меньше 10 % на горючую массу пыль практически невзрывоопасна и в эксплуатации безопасна. Ощутимая опасность появляется при топливах, содержащих более 25 % летучих на горячую массу;

2) при пересушках топлива;

3) с увеличением тонкости помола;

4) при невысокой концентрации порошка в воздухе. Наиболее опасная концентрация 0,4–0,6 кг/м³;

5) присосы воздуха повышают опасность взрыва, так как при этом повышается процент содержания кислорода в системе;

6) высокая температура пылевоздушной смеси.

Одним из самых надежных способов предотвращения взрыва является применение для сушки топлива и транспортировки пыли смеси воздуха с газом, отбираемыми из газохода.

Практически установлено, что при взрыве в системе пылеприготовления развивается максимальное давление не более 2,2–2,5 атм. Если элементы пылесистемы рассчитать на давление более 3 атм, то система будет безопасной.

Однако увеличение толщины стенок пылепроводов и других удорожает установку. Поэтому систему рассчитывают на давление 1,5 атм и устанавливают в различных частях системы пылеприготовления взрывные клапаны. Эти клапаны изготовляют из алюминиевого листа (0,5 мм). Сечение клапанов выбирают из расчета $0,07 \text{ м}^2$ сечения клапана на 1 м^3 емкости системы.

Для соблюдения мер предосторожности должны иметься в наличии средства для тушения горящей пыли (углекислотой, паром). Предельное содержание O_2 в сушильном агенте, ниже которого топливная пыль не взрывается, равно:

- для пыли бурых углей – 18 %;
- для пыли каменных углей – 19 %.

Средствами гашения пыли являются: полное прекращение доступа воздуха к тлеющей пыли и подача пара или углекислоты в систему.

Для установки с промбункером пыли при сушке воздухом предельная температура пылегазовой смеси за мельницей составляет:

- тощий уголь – 130°C ;
- экибастузский – 110°C
- каменный и бурый уголь – 70°C ;

при сушке смесью топочных газов и воздуха при каменных углях – 80°C .

Прямое вдувание:

- а) сушка воздухом:
 - каменные угли – 130°C ;
 - бурые угли и сланцы – 100°C ;
- б) сушка смесью воздух + газ:
 - каменные угли – 170°C ;
 - бурые угли – 140°C .

Угли Канско-Ачинского бассейна весьма взрывоопасны. Поэтому при их использовании особенно важно создание взрывобезопасных условий при всех возможных режимах работы оборудования.

На пылезаводе блока 500 МВт Назаровской ГРЭС произошло несколько хлопков и взрывов пыли, которые привели к разрушению оборудования (корпусов мельниц и циклонов) и повреждению здания, выполненного из сборного железобетона.

Тщательное обследование показало, что одной из главных причин возникновения взрывов является загорание угля, застревающего в трубах сушилок. В них были установлены неподвижные винтовые вставки для повышения интенсивности сушки топлива. Застревание угля происходило из-за наличия в нем крупных кусков (59–70 мм). Они перекрывали свободное сечение трубы, движение угля в них прекращалось, уголь быстро высыхал, загорался и вместе с отработавшим воздухом из сушилки выносились горящие частицы, которые попадали в циклоны для очистки этого воздуха или в мельницы вместе с углем. Если в это время воздух, находящийся в сушильной или мельничной системе, был недостаточно забалластирован парами влаги и концентрация пыли или продуктов ее разложения была достаточной, происходил взрыв.

Второй причиной возникновения хлопков и взрывов являлись отложения пыли, которые были обнаружены во многих местах сушильных и мельничных систем: в воздуховодах перед вентиляторами и циклонами, в мельницах, на клапанах мигалок, в шнеках в месте разрыва лопастей около подшипников. Кроме того, не были выполнены подводы воды в мельницы и блокировка закрытия пара, поступающего в сушилку при остановке питателя и при повышении температуры отработавшего воздуха более 130 °С.

Для создания взрывобезопасных условий работы сушилок в первую очередь были удалены винтовые вставки из труб (при этом влажность сушенки повысилась с 16 до 20–26 %). Кроме того, были поданы вода и пар в разгрузочные камеры и на них установлены по 3 взрывных клапана диаметром 1 м.

Для устранения отложений пыли в трубопроводах скорость воздуха на этих участках была увеличена в 1,5 раза. Конусные мигалки заменены шлюзовыми затворами.

Радикальным средством устранения самовоспламенения сырого угля и пыли в бункерах оказалась подача в них углекислого газа или азота. Более эффективен углекислый газ. Подача инертных газов ликвидирует очаги горения и снижает температуру топлива в бункере, если начался процесс самовозгорания. На бункер вместительностью 150 т расходуется $\frac{1}{2}$ баллона CO_2 или 1 баллон N_2 .

Сырой назаровский уголь начинает разогреваться при хранении в бункерах через 12–20 часов, а при подаче инертного газа были случаи хранения его в течение более месяца.

Водяной пар, находящийся в воздухе, является также инертным газом и балластирует воздух. Паровоздушная смесь становится полностью взрывоопасной (объемное содержание кислорода 16 %) при влагосодержании, равном 200 г/кг, что соответствует температуре точки росы 64 °С. Таким образом, условия взрывоопасности работы сушилок и мельниц в прямой степени зависят от количества испаряемой из топлива влаги. В этом отношении наиболее опасными являются пуск и останов сушилок и мельниц, во время которых в них поступает уменьшенное количество топлива, и содержание кислорода в проходящем через них воздухе может мало отличаться от содержания его в наружном воздухе.

Для получения взрывобезопасных условий работы мельниц во время пуска или останова было предложено подавать в вентиляционные системы мельниц отходящие газы парогенераторов вместо свежего воздуха, поступающего из цеха. Использование отходящих газов в вентиляционных системах мельниц дает небольшую экономию топлива в связи с тем, что они уходят при более низкой температуре.

8.6. Абразивность летучей золы

Абразивность – одна из важных характеристик топлива, определяющая степень износа мелющих органов и длительность эксплуатации мельничной

установки. Это свойство топлива характеризуют коэффициентом абразивности, под которым понимают износ мелящих органов, выполненных из эталонного металла, приходящихся на единицу подведенной к мельнице энергии [г/кВт · ч]

$$K_{\text{обр}} = \frac{\Delta G}{\Delta A}.$$

В качестве эталонного металла принята сталь марки 3. Коэффициент абразивности для энергетических углей колеблется в пределах от 0,3 до 0,8 г/кВт·ч.

В отличие от коэффициента размолоспособности топлива, характеризующего количественный эффект диспергирования (разрушения) топлива, коэффициент абразивности характеризует количественный эффект диспергирования металла мелящих органов. Чем ниже $K_{\text{ло}}$, тем выше $K_{\text{абр}}$. Для практических расчетов износа мелющих органов введено понятие об относительном коэффициенте износостойкости

$$K_{\text{изн}} = \frac{\Delta G_{\text{ст3}}}{\Delta G_{\text{стX}}}.$$

Здесь $\Delta G_{\text{ст3}}$ и $\Delta G_{\text{стX}}$ – потеря массы мелющих органов, выполненных соответственно из эталонной стали Ст3 и рассматриваемой стали марки X при подводе к мельнице одинакового количества энергии.

8.7. Сушка топлива в процессе пылеприготовления

8.7.1. Цели и задачи сушки

Процесс термической обработки топлива, при котором снижается процент влажности с некоторой начальной величины W_1 до конечной W_2 , называется сушкой.

Для сравнительно сухих углей с внешней влажностью 8–10 % сушка осуществляется непосредственно в процессе размола путем подачи в корпус мельницы горячих газов или воздуха.

Для влажных топлив при внешней влажности 15–20 % необходима предварительная подсушка перед поступлением их в мельницу. Она осуществляется обычно во взвешенном состоянии в сушильных трубах с нисходящим или восходящим потоком газов.

Для топлив с внешней влажностью более 20 % необходима сушка отделенная от системы пылеприготовления. В этом случае необходима так называемая разомкнутая система пылеприготовления, в которой водяные пары выбрасываются с сушильным агентом в атмосферу, в отличие от первых двух.

По конструктивному оформлению различают следующие виды сушилок:

- барабанные сушилки;
- трубчатые сушилки;
- трубы-сушилки.

По сушильному агенту сушилки могут быть классифицированы:
 огневые сушилки (сушка дымовыми газами);
 паровые сушилки;
 пневматические сушилки.
 Подробно конструкции сушилок будут рассмотрены ниже.

8.7.2 Процесс сушки

Процесс сушки для всех видов сушилок представляется следующим образом. В первый момент топливо прогревается до температуры, соответствующей температуре мокрого термометра (рис. 8.4). Количество влаги ($x_n - x_1$), испаряемой за этот промежуток времени, составляет всего 1–2 % от первоначального влагосодержания топлива. Второй период сушки (A–B) характеризуется постоянной температурой топлива и постоянной скоростью сушки. Сушка за данный период может быть оценена как выделение влаги со свободной поверхности воды, т. е. сопротивление внутренней диффузии за этот период невелико. После прохода точки B идет повышение температуры топлива, а скорость сушки падает пропорционально уменьшению влагосодержания топлива. Процесс протекает подобным образом до второй критической точки C, которая соответствует достижению внешней поверхностью топлива воздушно-сухой (гигроскопической) влажности. После точки C процесс сушки еще более замедляется, а температура топлива соответственно повышается. Сушка обычно прекращается, когда топливо достигает гигроскопической влажности.

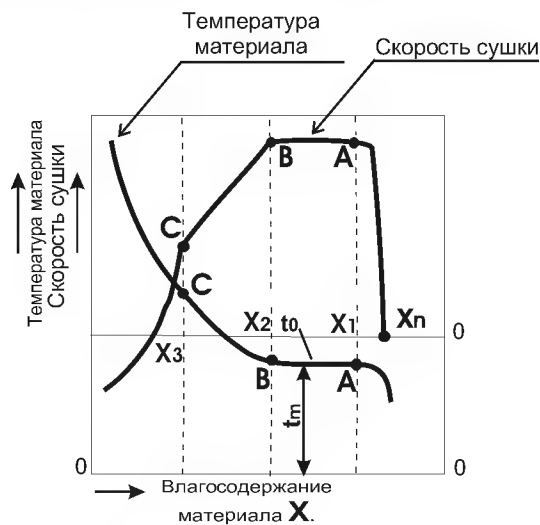


Рис. 8.4. Сушка топлива в процессе размола

Сушка топлива необходима для улучшения процессов размола, получения устойчивости зажигания и горения.

Влажное топливо налипает на мелющие детали, замазывает их. Это ведет к снижению производительности мельниц и увеличению расхода энергии на помол.

Для того чтобы сохранить хрупкие качества топлива и поддержать высокую производительность мельниц, необходимо не допускать при размоле влажность топлива выше определенной величины. Эта влажность зависит от сорта размалываемого топлива. Каменные угли, например, хорошо размалываются при влажности ниже 1–3 %.

Сушка топлива в процессе размола вследствие образования новых поверхностей протекает весьма интенсивно. Поэтому конечная влажность пыли определяется исключительно количеством тепла, подводимого к системе, а не динамикой сушильного процесса.

По условиям транспорта и хранения пыли, а также ее сжигания (слипание, потеря текучести и т. д.) приходится держать ее близкой к величине W^a .

8.7.3. Мельница как сушильный агрегат

Во время размола в мельнице происходит энергичная сушка топлива, обуславливаемая соприкосновением горячего сушильного агента с непрерывно обнажаемыми влажными поверхностями топлива. При этом сушка происходит настолько быстро, что количество испаряемой влаги определяется не скоростью сушки, а количеством подведенного тепла.

Производительность объема барабана шаровой барабанной мельницы значительно выше, чем в сушилках и на подмосковном угле достигает 120 кг влаги/м³·ч при начальной температуре воздуха 350 °С. В шахтных мельницах, имея в виду, что сушка топлива заканчивается в полости ротора, напряжение рабочего объема по влаге составляет 600–650 кг/м³ · ч.

При влажных топливах, как говорилось выше, применяется подсушка топлива перед мельницей в трубах-сушилках с восходящим либо с нисходящим потоком.

8.7.4. Тепловой баланс сушильно-мельничной системы

Приход тепла в ккал на 1 кг сухого угля:

$$Q_{\text{пр}} = q'_r + q_2 + q'_t + q'_{\text{пр}},$$

где q'_r – физическое тепло сушильного агента;

$$q'_r = (C_v + d' C_{\text{вп}}) \frac{1}{\mu} t'_2,$$

где C_v – средняя весовая теплоемкость сухого воздуха (либо газа), кДж/кг · °С;

d' – влагосодержание газов (либо воздуха), кг/кг;

$C_{\text{вп}}$ – средняя весовая теплоемкость водяных паров при t' ;

μ – концентрация топлива в кг сырого угля на 1 кг сухого сушильного агента;

t'_2 – температура сушильного агента в месте подвода сырого топлива, °С;

q_2 – тепло, выделяемое в результате размола топлива, кДж/кг,

$$q_3 = \frac{860 K_c \mathfrak{E}_M}{1000} = 0,86 K_c \mathfrak{E}_M,$$

где K_c – коэффициент, учитывающий долю энергии, превращаемой в тепло в процессе размол;

$\mathfrak{E}_M$ – удельный расход энергии на размол, кДж/кг;

q'_T – физическое тепло топлива,

$$q'_T = C_T t'_T,$$

где C_T – теплоемкость топлива;

t'_T – его температура;

$q'_{пр}$ – физическое тепло присасываемого воздуха (при его влажности $d = 0,01$ кг/кг), кДж/кг;

$$q'_{пр} = (C_B + 0,01 C_{вп}) \frac{\Delta \alpha}{\mu} t_{пр},$$

где $t_{пр}$ – температура холодного присосанного воздуха.

Расход тепла

$$Q_{расх} = q_{вп} + q''_Г + q''_T + q_5,$$

где $q_{вп}$ – расход тепла на испарение влаги топлива кДж/кг;

$$q_{вп} = \Delta W J_{вп} = \frac{W^P - W_{п}}{100 - W_{п}} (595 + 0,47 t'_{мв}),$$

где $W_{п}$ – влажность готовой пыли, в %;

$t_{мв}$ – температура газовой смеси за мельницей, °С;

q''_T – тепло, отводимое с нагретой пылью, кДж/кг;

$$q''_T = [(1 + \Delta \alpha) C_B + (0,01 \Delta \alpha + \alpha') C_B] \frac{1}{\mu} t''_{мв},$$

где C_B и $C_{вп}$ – средняя весовая теплоемкость сухого воздуха и водяных паров при $t'_{мв}$;

$\Delta \alpha$ – присосы воздуха в системе;

q_5 – потеря тепла в окружающую среду, кДж/кг;

$$q_5 = \frac{Q_5}{B},$$

где Q_5 – часовая потеря тепла в окружающую среду всей системой;

B – часовой расход сырого топлива, кг/ч.

В итоге уравнение теплового баланса получает следующий вид:

$$q'_Г + q_3 + q'_T + q'_{пр} = q_{вп} + q''_Г + q''_T + q_5$$

8.7.5. Порядок расчета сушильной производительности мельницы

При расчете сушильной производительности мельницы обычно известны необходимая ее производительность по топливу B , начальная влажность топлива $W^Г$ и необходимая влажность пыли $W_{п}$.

Составив уравнение теплового баланса, можно определить количество тепла, которое необходимо подвести с сушильным агентом.

Зная рекомендуемую концентрацию топлива в газах μ в начале системы, можно найти количество сушильного агента на 1 кг топлива, $\text{нм}^3/\text{кг}$:

$$v = \frac{1}{\mu \gamma_{C_2}}.$$

Далее, зная количество тепла, которое необходимо подвести для каждого кг топлива (из уравнения теплового баланса), объем сушильного агента v , $\text{нм}^3/\text{кг}$, и задавшись конечной температурой газовой смеси на выходе из мельницы (по рекомендациям) можно найти необходимую начальную температуру сушильного агента.

8.8. Газовые барабанные сушилки

Газовая сушилка представляет собой наклонно поставленный вращающийся барабан, обогреваемый горячими газами. Дымовые газы, смешанные с необходимым количеством воздуха, пройдя барабан, проходят циклон, где выделяются пылевые фракции топлива и выбрасываются в атмосферу. Движение газа и топлива может быть как встречным, так и параллельным. Для особо влажных углей рекомендуется параллельная схема движения. При параллельном токе можно допустить иногда температуру газов до 1000°C не опасаясь воспламенения топлива.

Обычно отношение L/D барабана равно 5. Диаметр барабана D доходит до 4 метров.

Внутреннее устройство барабана способствует распределению угля по всему сечению барабана. Барабан с открытым сечением рекомендуется при сушке крупнозернистых (300–200 мм) материалов.

При сушке мелкозернистых материалов применяется внутреннее устройство, позволяющее более полно использовать внутренний объем.

Число оборотов барабана 2–6 об/мин. Скорость воздушного потока от 8 до 2 м/с (на входе – 8 м/сек, на выходе – 2 м/с). Большей скорости допускать не рекомендуется ввиду значительного уноса мелких фракций. Обычно время сушки составляет 20–40 минут.

Температура греющего агента для бурых углей $900\text{--}1000^\circ\text{C}$, для каменных углей – $400\text{--}450^\circ\text{C}$. Температура уходящих газов – $100\text{--}120^\circ\text{C}$.

Потери угольной пыли в атмосферу зависят от работы пылеуловителей и при их хорошей работе не превышают 1–1,5 %.

Если из теплового расчета известно, какое количество газов нужно пропустить через барабан, то его диаметр, м, рассчитывается по формуле по формуле

$$D_6 = \frac{0,188}{\sqrt{100 - \beta}} \sqrt{\frac{V_r}{C_r}},$$

где β – коэффициент заполнения барабана, принимается равным 20–25 %;
 V_r – объем газов при выходе из барабана (из теплового расчета);
 C_r – скорость газов на выходе (2–3 м/с).

8.9. Паровые трубчатые сушилки

Паровая барабанная сушилка состоит из ряда труб диаметром 100–104 мм завальцованных в две трубные доски, заключенных в барабан. Барабан ставится с небольшим наклоном и приводится во вращение электродвигателем через зубчатую или фрикционную передачу. Длина барабана – до 8 м при диаметре 3,6 м. Уголь движется по трубам, пар – по межтрубному пространству. Применяется для сушки пар давлением 0,2–0,3 МПа. Рекомендуемый размер кусков угля 7–10 мм, время сушки 15–40 мин. Число оборотов барабана 7–8 об/мин. Полный расход энергии 5–7 кВт · ч/т испаренной влаги.

8.10. Трубы-сушилки

Труба-сушилка (рис. 8.5) предназначена для сушки топлива во взвешенном состоянии. Чем меньше размер кусков, тем быстрее протекает процесс сушки. Поэтому сушка во взвешенном состоянии применяется при тонком измельчении топлива (0–12, 0–15 мм) в основном для материалов с малым сопротивлением диффузии (бурые угли). Трубы-сушилки выполняют как с восходящим, так и с нисходящим потоком. На рис. 8.5 представлена одна из схем сушилки с восходящим потоком.

Скорость газов при восходящем потоке зависит от размера кусков топлива и температуры газов и колеблется в пределах 25–35 м/с (при $t = 500$ – 600 °С). Высота сушильной трубы 5–10 м. Длительность сушки 1–5 с.

В этой схеме мелкие частицы сохнут быстрее, чем крупные, и сушилка выдает топливо с неравномерной просушкой различных частиц.

Производительность сушильных труб по испаряемой влаге примерно в 3 раза больше, чем барабанных сушилок. Так, в трубах с восходящим потоком она достигает 280–330 кг/м³, а у барабанных сушилок 90–110 кг влаги/м³.

При объединении сушки с размолом достаточно использования трубы-сушилки с нисходящим потоком газов (скорость газов 20–25 м/с), нисходящая сушка со сбросом отработанных газов в топку применяется для углей влажностью до 35 %. При большей влажности целесообразна разомкнутая сушка, обеспечивающая лучшие условия сжигания топлива.

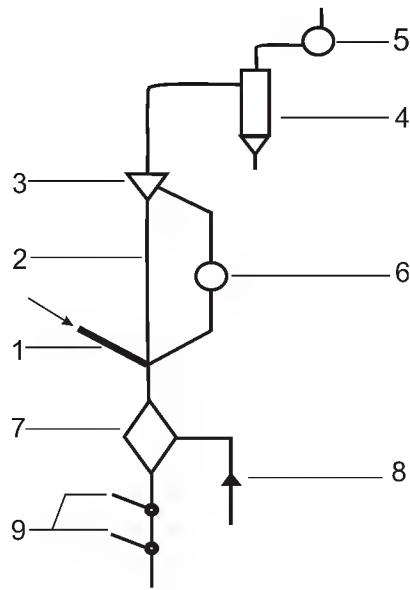


Рис. 8.5. Схема трубы-сушилки с восходящим потоком:

1 – поступление топлива; 2 – труба-сушилка; 3 – сепаратор; 4 – циклон;
5 – вентилятор; 6 – дробилка; 7 – колчеданный мешок;
8 – поступление горячего воздуха (газа); 9 – мигалки

Аэродинамический расчет сушильной трубы ведется следующим образом.

Расход газа через трубу, кг/ч,

$$G_r = \frac{B}{\mu},$$

где B – расход топлива, кг/ч;

μ – концентрация топлива в газах (кг топлива / кг газов) (μ колеблется от 0,5 до 1 кг/кг).

Объем газов, м³/ч,

$$V_r = \frac{G_r}{\gamma_r},$$

где γ_r – плотность газов, кг/м³.

Диаметр трубы, м,

$$D_r = \sqrt{\frac{4 V_r}{\pi C_n 3600}},$$

где C_n – скорость, м/с;

$$C_n = k \sqrt{\frac{d_k \gamma_r}{1000 \gamma_r}},$$

где k – коэффициент обтекания для частиц неправильной формы, $k = 3,5$;

d_k – максимальный размер частиц;

γ_r – плотность топлива.

8.11. Классификация схем пылеприготовления

Приготовление угольной пыли может осуществляться либо непосредственно у котла (индивидуальные схемы), либо производиться независимо от него (центральные схемы).

Помимо того, подсушка и размол топлива могут происходить в системе с замкнутым и разомкнутым процессом пылеприготовления.

В замкнутых схемах для сушки и пневмотранспорта топлив используются горячие газы либо воздух котла, которые затем вместе с водяными парами сбрасываются в топку. Сушка топлива в этих системах имеет значение лишь для улучшения процессов пылеприготовления. Сам же котел работает на топливе с первичной рабочей влажностью.

В индивидуальных схемах с разомкнутым процессом для сушки также используется горячий воздух либо газы котла, однако сброс отработанных продуктов после тщательной очистки их от угольной пыли, производится не в топку, а в атмосферу. Таким образом, испаренная влага в топку не попадает, что улучшает процесс горения.

Пылеприготовительные установки, работающие независимо от котла, носят название центральных. В этих установках производятся сушка и размол топлива по чисто разомкнутому процессу.

Наиболее рациональная область применения замкнутых индивидуальных систем – угли с приведенной влажностью $\leq 5\%$, с меньшей эффективностью системы используются для углей с приведенной влажностью $\leq 10-15\%$.

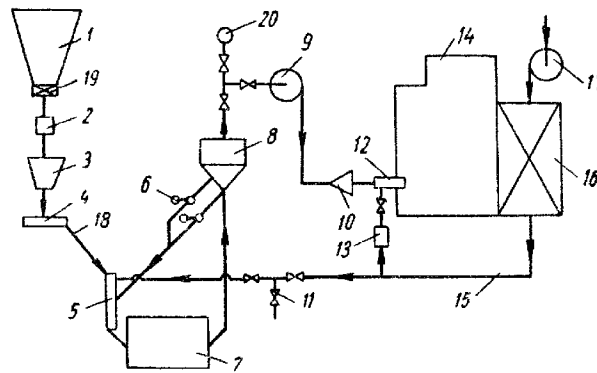


Рис. 8.6. Индивидуальная замкнутая схема пылеприготовления с прямым вдуванием:

- 1 – бункер угля; 2 – автоматические весы; 3 – весовой бункер; 4 – питатель угля; 5 – устройство для нисходящей сушки; 6 – мигалка; 7 – мельница; 8 – сепаратор; 9 – мельничный вентилятор; 10 – короб первичного воздуха; 11 – клапан присадки холодного воздуха; 12 – горелка; 13 – короб вторичного воздуха; 14 – котел; 15 – воздухопровод горячего воздуха; 16 – воздухоподогреватель; 17 – дутьевой вентилятор; 18 – трубопровод сырого угля; 19 – отсекающий шибер; 20 – межагрегатная связь

При приведенной влажности топлива более 15 % резко снижается устойчивость горения, повышаются потери с уходящими газами, удорожается котельная установка. Поэтому для углей с приведенной влажностью более 15 % применяются схемы с разомкнутым процессом (индивидуальные либо центральные).

Индивидуальные схемы пылеприготовления с замкнутым процессом разбиваются на две группы:

- 1) индивидуальные схемы с прямым вдуванием (без промбункера) (рис. 8.6);
- 2) индивидуальная схема с промбункером (рис. 8.7).

8.11.1. Индивидуальная схема пылеприготовления без промбункера

При этой схеме производительность системы пылеприготовления должна соответствовать нагрузке котла. Производительность мельницы регулируется количеством подаваемого топлива и числом оборотов вентилятора, иначе – количеством подаваемого воздуха.

Вся система находится под разрежением. Напор, создаваемый вентилятором составляет 300–400 мм в. ст.

Для этой схемы наиболее выгодны мельницы, у которых нагрузка электродвигателя возрастает линейно с возрастанием производительности мельницы. Этими свойствами обладают шахтные, аэробильные и среднеходные мельницы, ШБМ не удовлетворяют этому условию. У них удельный расход энергии на размол и расход металла (износ шаров, брони) растут обратно пропорционально производительности мельницы. Поэтому в схемах без промбункера применение ШБМ рекомендуется только при работе котлов с ровным графиком.

В рассматриваемой схеме (рис. 8.6) вся пыль проходит через мельничный вентилятор. Наблюдается быстрый износ ротора и бронеплит. При быстросходных вентиляторах ($n = 1400$ об/мин) роторы приходится заменять через 200–250 часов работы, при тихоходных – через 750–1000 часов.

Достоинства системы пылеприготовления без промбункера:

- 1) простота устройства и эксплуатации и относительная дешевизна;
- 2) при пониженной нагрузке и ШБМ горение более устойчиво из-за более тонкого помола, имеющего место при пониженных скоростях в мельнице;
- 3) пониженная взрывоопасность системы;
- 4) снижение расхода энергии на пневмотранспорт пыли к горелкам.

Недостатки схемы без промбункера:

- 1) при временном выходе из строя одной мельницы нагрузка на котле снижается. Поэтому в схеме без промбункера для надежности работы устанавливается не менее двух мельничных агрегатов производительностью каждый 0,75 от расхода топлива. Следовательно, установленная производительность мельниц получается завышенной (1,5 Вк). Отсюда

недостаток – повышенный расход энергии на размол, высокая стоимость мельничных агрегатов;

- 2) вся пыль проходит через мельничный вентилятор, вызывая его износ;
- 3) при двух мельницах и нечетном количестве горелок трудно регулировать распределение пыли по горелкам.

8.11.2. Схема с промбункером

Основным достоинством схемы (рис. 8.7) является независимость работы мельниц от работы котла. Это обеспечивает высокую надежность работы. Надежность возрастает еще при наличии шнековой связи между системами пылеприготовления соседних котлов.

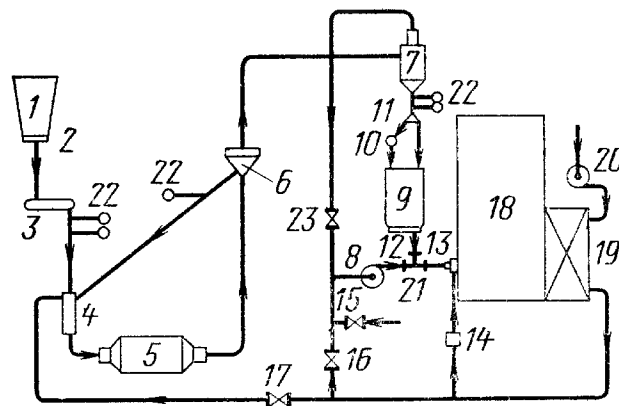


Рис. 8.7. Замкнутая схема пылеприготовления с промежуточным бункером:

- 1 – бункер сырого дробленого топлива; 2 – отсекающий шибер; 3 – питатель сырого угля; 4 – сушильная труба; 5 – мельница; 6 – сепаратор пыли; 7 – циклон; 8 – мельничный вентилятор; 9 – бункер пыли; 10 – реверсивный шнек; 11 – перекидной шибер; 12 – питатель пыли; 13 – горелка; 14 – межагрегатный короб горячего воздуха; 15–17 и 23 – клапаны; 18 – парогенератор; 19 – воздухоподогреватель; 20 – дутьевой вентилятор; 21 – эжектор-смеситель; 22 – клапаны-мигалки

Схема пылеприготовления с промбункером наиболее целесообразна при колеблющейся нагрузке котельной.

С точки зрения экономии энергии выгодно котлы без промбункера эксплуатировать на высоких нагрузках, котлы с промбункером – на низких.

Для снижения температуры сушильного агента перед установкой (при сжигании углей с большим выходом летучих, опасных с точки зрения воспламенения) можно применять рециркуляцию газов, отбор горячего воздуха из промежуточной ступени в/п или присадку холодного воздуха. Рециркуляция газов целесообразна для углей небольшой влажности с высоким выходом летучих, требующих повышенной вентиляции барабана (например кизеловские угли).

Преимущества схемы с промбункером.

- 1) повышенная надежность работы котла ввиду наличия промбункера и шнековой связи;
- 2) меньший износ мельничного вентилятора ввиду работы его на обеспыленном в циклоне воздухе. Срок службы возрастает до 2,5–3 тыс. часов;
- 3) пониженный расход электроэнергии на размол и меньший износ шаров. Наличие промбункера позволяет использовать мельничное оборудование при максимальной и ровной загрузке мельниц;
- 4) повышенная регулировочная способность котла за счет использования питателей, имеющих переменное число оборотов;
- 5) возможность выбора мельниц с меньшим запасом производительности. Если в схеме без промбункера производительность мельниц составляет 150 % от необходимой производительности, то в схеме с промбункером запас снижается до 110 %.

Недостатки схемы с промбункером:

- 1) большие первоначальные затраты на оборудование, а также затраты на большие габариты здания;
- 2) повышенный расход электроэнергии на пневмотранспорт, обусловленный большей протяженностью пылепроводов и увеличенным присосом холодного воздуха в пылесистему;
- 3) удорожание котлоагрегата в связи с необходимостью увеличения поверхности нагрева воздухоподогревателя из-за присосов холодного воздуха в сушильно-мельничную систему;
- 4) необходимость большей подсушки пыли во избежание застревания ее в промбункере, циклоне и др;
- 5) несколько большая взрывоопасность при работе на углях с большим содержанием летучих.

8.11.3. Разомкнутая схема пылеприготовления

С экономической точки зрения схемы с разомкнутым процессом могут рекомендоваться для топлив с приведенной влажностью более 15 %. Разомкнуть схему можно до или после мельницы. Соответственно эти схемы пылеприготовления называют индивидуальной разомкнутой после сушки (рис. 8.8) и индивидуальной разомкнутой после размола.

Несмотря на более высокую экономичность установок с разомкнутым процессом, они пока не получили значительного распространения ввиду сложности этих устройств, их дороговизны, затруднительности глубокой очистки газов.

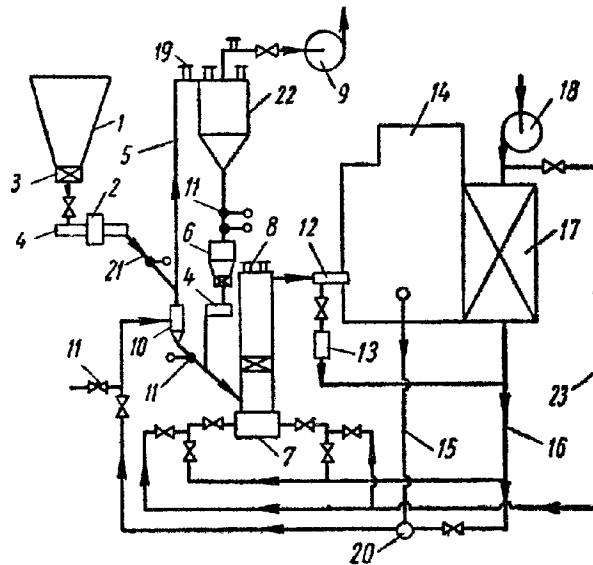


Рис. 8.8. Индивидуальная разомкнутая схема пылеприготовления для молотковых мельниц:

- 1 – бункер угля; 2 – автоматические весы; 3 – отсекающий шибер;
 4 – питатель угля; 5 – труба-сушилка; 6 – бункер сушеного угля;
 7 – мельница; 8 – сепаратор (шахта); 9 – сушильный вентилятор;
 10 – отходоуловитель; 11 – мигалка; 12 – горелка; 13 – короб вторичного воздуха; 14 – котел; 15 – газопровод; 16 – воздухопровод горячего воздуха;
 17 – воздухоподогреватель; 18 – дутьевой вентилятор; 19 – взрывной клапан;
 20 – смесительная камера; 21 – трубопровод сырого угля; 22 – топливоотделитель; 23 – трубопровод присадки холодного воздуха

8.11.4. Центральная схема пылеприготовления

Центральные схемы пылеприготовления отличаются большой сложностью, высокой стоимостью первоначальных затрат на здание и оборудование и увеличенной потребностью в обслуживающем персонале.

Одновременно центральная схема имеет ряд преимуществ. Она дает возможность хорошо подсушить топливо, позволяет надежно использовать топливо любой влажности. Поскольку центральная система пылеприготовления работает по разомкнутому циклу, следовательно, она обладает и всеми преимуществами разомкнутого цикла.

При центральной сушке может быть существенно повышена экономичность энергетической установки. Особенно заметно это при применении паровых сушилок, работающих на отработанном паре.

Как видно из вышесказанного, положительные качества центральных систем пылеприготовления связаны с предварительной сушкой топлива.

В центральном пылезаводе вынос пыли из сушилок составляет 3,5 %. Из этой пыли в циклонах (пылеотделителях) осаждается 3,07 %, в мокрых пылеотделителях в виде шлама – 0,4 % и уносится в атмосферу – 0,03 %.

Готовая пыль подается пылевыми насосами в котельную. Расход энергии на транспорт пыли составляет примерно $3 \text{ кВт} \cdot \text{ч/т}$.

8.12. Элементы пылеприготовительных установок

8.12.1. Питатели сырого угля

Для подачи сырого угля применяются питатели тарельчатые, ленточные и скребковые. Тарельчатый питатель представлен на рис. 8.9. Уголь подается по центру на вращающийся диск и рассыпается под углом естественного откоса. Над диском расположен специальный нож, который срезает часть топлива и сбрасывает его в течку. Регулировать производительность питателя можно путем изменения положения ножа и телескопической трубы.

Преимущества тарельчатых питателей – компактность и плотность установки. Недостатки – ограниченная область применения (по топливу).

Ленточные питатели (рис. 8.10) позволяют перемещать топливо на расстояние 10–20 метров от устья бункера. Для создания нужной плотности (отсутствие пыления) ленточный питатель должен быть заключен в кожух. Обычно ленточные питатели с резиновой лентой устанавливаются открыто. Регулирование производительности – путем изменения толщины слоя топлива на ленте (шибером либо сектором).

Скребковый питатель отличается от ленточного тем, что вместо ленты движется цепь со скребками. Длина скребковых питателей – до 10 м. Применяются они в основном для подачи в шахтные мельницы влажных углей и фрезторфа.

Скребковый питатель заключается в плотный кожух, нижняя часть его снабжается приемной воронкой. Регулирование производительности – изменением числа оборотов и изменением толщины слоя.

Достоинства ленточных и скребковых питателей – возможность использования на любых топливах. Недостатки – меньшая компактность, а у ленточного питателя – открытый слой.

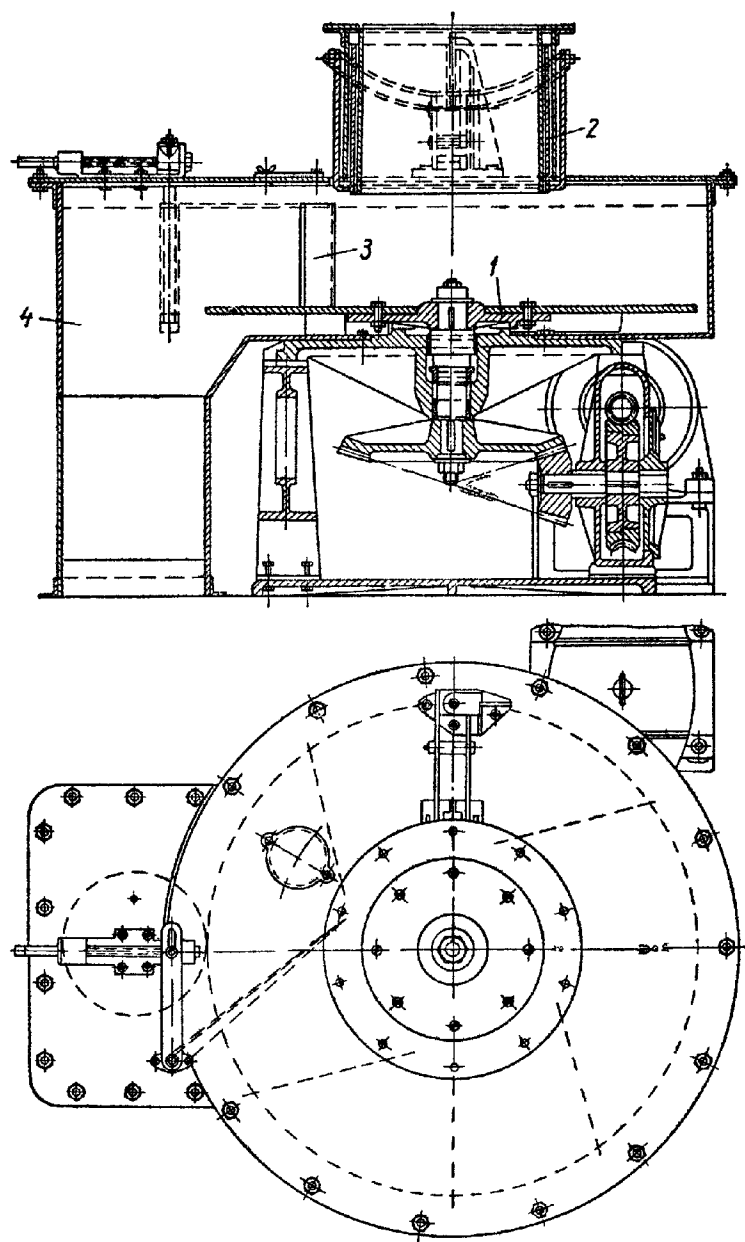


Рис. 8.9. Дискový питатель сырого угля:

1 – диск; 2 – телескопическая регулируемая труба; 3 – нож; 4 – опускная труба

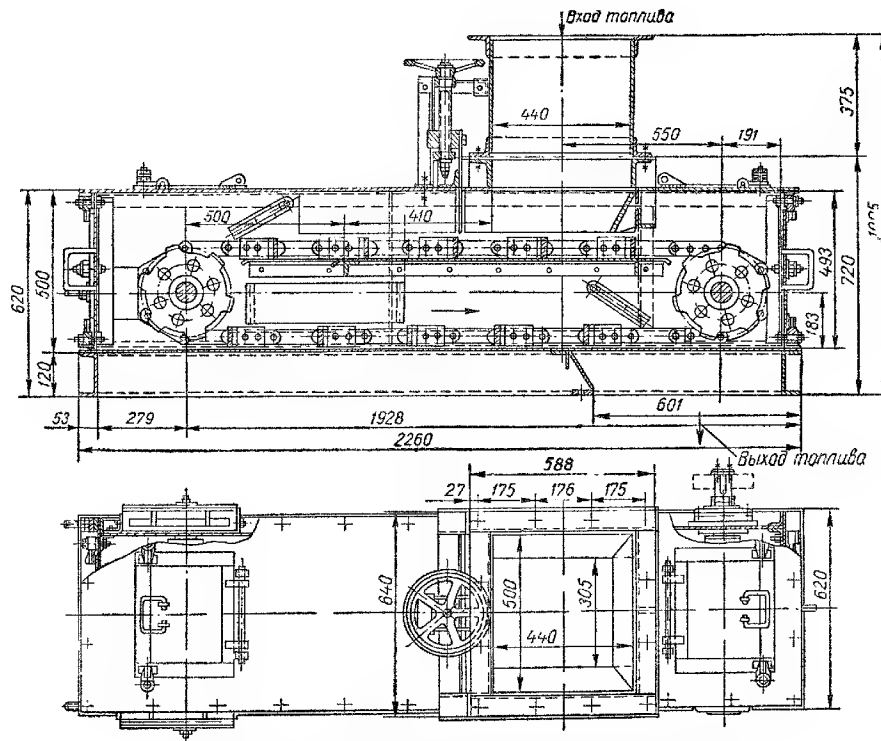


Рис. 8.10. Скребовый питатель типа СПУ500/1680

8.12.2. Сепараторы (пылеразделители)

Сепараторы (пылеразделители) (рис. 8.11) бывают центробежные, гравитационные и инерционные. Пылеугольные сепараторы применяются для выделения крупных частиц из пылевоздушной смеси и возвращения их обратно в мельницу. Применение пылеразделителей улучшает работу как пылеприготовительной, так и пылесжигающей установки.

Центробежные сепараторы выполняют в двух вариантах: неподвижные и вращающиеся.

В неподвижных сепараторах регулировка тонины помола производится изменением положения створок сепаратора (рис. 8.12).

Отделение крупной пыли в сепараторе происходит за счет удара, изменения направления движения потока газов и под действием центробежной силы. Сопротивление сепаратора в зависимости от положения створок и скорости смеси – от 70 до 150 мм в. ст.

Неподвижные сепараторы широко применяют в сочетании с мощными молотковыми мельницами при размоле бурых углей и каменных углей, а также в системах пылеприготовления с ШБМ независимо от сорта топлива.

Вращающийся центробежный сепаратор выполняют в виде ряда жалюзийных лопаток, вращающихся с окружной скоростью около 5 м/с. Лопатки получают вращение от основного вала мельницы, либо от отдельного двигателя.

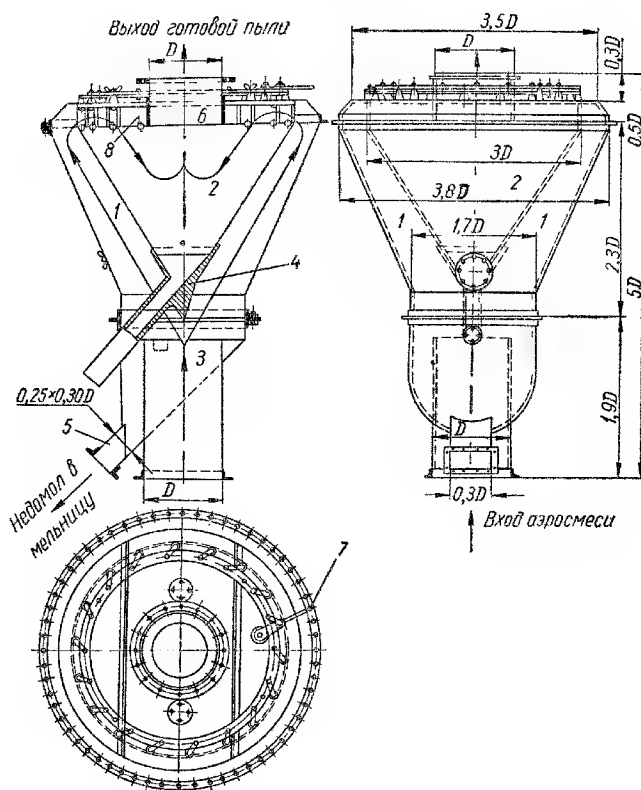


Рис. 8.11. Центробежный сепаратор с поворотными лопатками:

1 – внешний конус; 2 – внутренний конус; 3 – вход аэропыли; 4 – отбойный конус; 5 – спуск недомолотой пыли; 6 – выход готовой аэропыли; 7 – управление створками; 8 – регулирующие створки

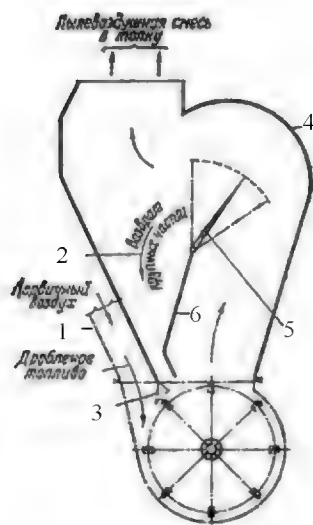


Рис. 8.12. Инерционный сепаратор пыли:

1 – короб подачи пылевоздушной смеси в сепаратор;
2 – возврат крупных частиц топлива в мельницу;
3 – разделительная перегородка; 4 – корпус;
5 – шибер; 6 – внутренняя перегородка

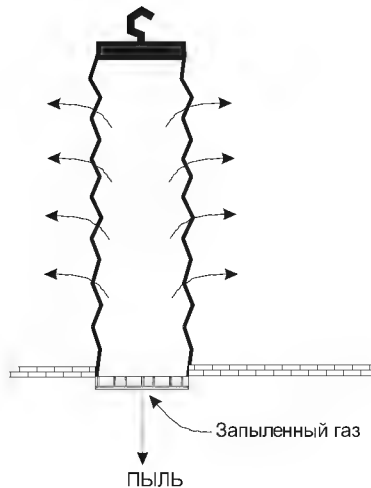


Рис. 8.14. Фрагмент тканевого фильтра

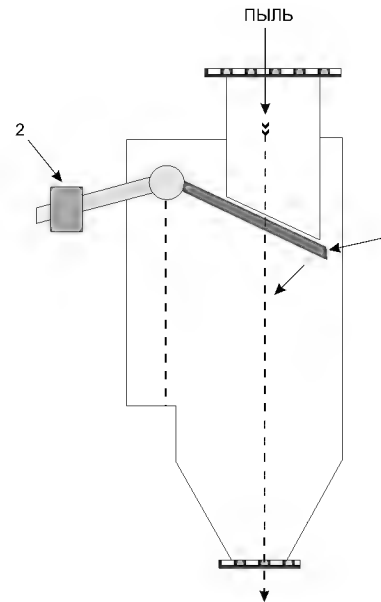


Рис. 8.15. Мигалка:
1 – клапан; 2 – груз

При прекращении движения топлива клапан закрывает течку с помощью контргруза (рис. 8.15), уравнивающего вес топлива и разность давлений. На рис. 8.15 представлена одна из конструкций мигалок. Имеются и другие конструкции. Так конструкция конусной мигалки, предложенная ВТИ, обеспечивает лучшую плотность и работает более равномерно, чем представленная на рисунке.

Изображенную на рисунке мигалку устанавливают как на вертикальных, так и на наклонных течках. В целях лучшего уплотнения мест, находящихся под разрежением, ставят последовательно две мигалки с достаточным расстоянием между ними. Тогда мигалки работают последовательно: пока одна открыта, другая закрыта.

8.12.5. Питатели пыли

В системах с промежуточным бункером пыль в трубопровод подается питателями пыли, которые должны обеспечить заданный расход топлива. Расход топлива регулируется изменением числа оборотов питателя.

Применяются в основном питатели трех типов: шнековые (рис. 8.16), лопастные (рис. 8.17) и аэрационные (рис. 8.18).

Лопастной питатель (рис. 8.17) состоит из двух дисков с лопастями, укрепленными к приводному валу. Между дисками с лопастями находится промежуточная доска с окном, расположенным под углом 180° по отношению к окну верхней крышки.

Конструкция питателя позволяет создать хорошую плотность и исключить самопроизвольный переток пыли.

Эти питатели применяются для пыли каменных углей и антрацитов с влажностью, не превышающей 10–12 %.

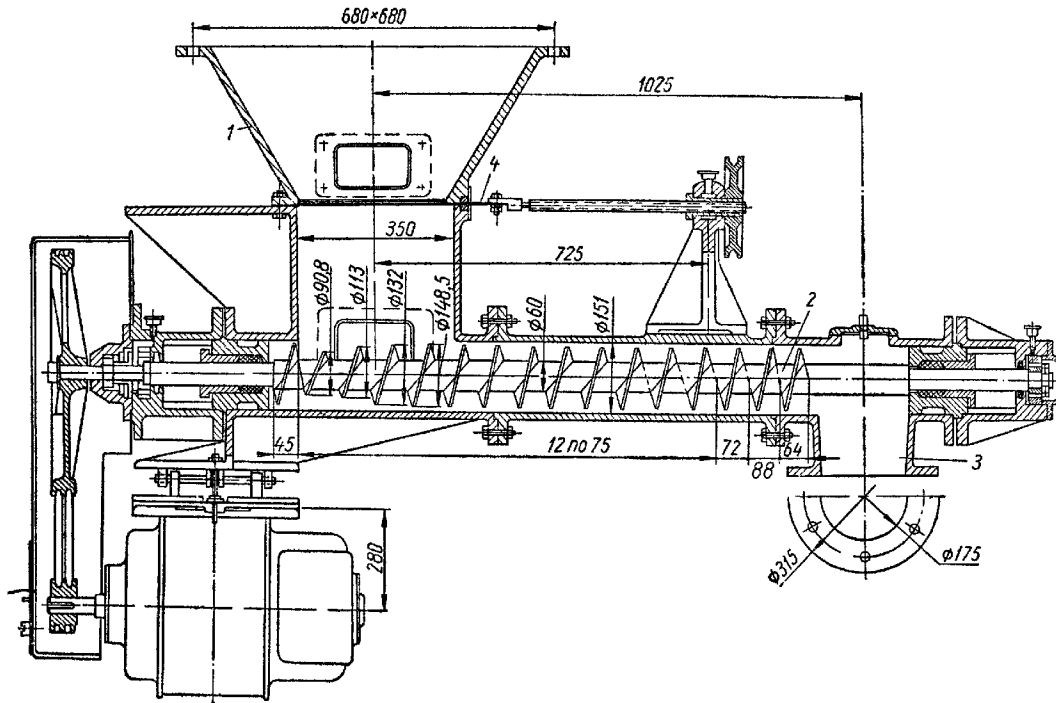


Рис. 8.16. Шнековый питатель МЭИ – Мосэнерго:

1 – приемная воронка; 2 – шнек; 3 – выход пыли в пылепровод; 4 – шибер

В шнековом питателе (рис. 8.16) подача пыли осуществляется шнеком. В этой конструкции при работе на пыли топлив маловлажных имеют место случаи самопроизвольного перетекания пыли.

Шнековые питатели пыли используются для бурых углей, имеющих значительную влажность. Питатели пыли подают пыль в пылепровод. В схемах с промбункером к пылепитателям подходят пылепроводы в количестве, равном количеству горелок, т. е. разделение воздухопровода на пылепроводы после мельничного вентилятора происходит до подачи пыли. Это способствует более равномерному распределению пыли по пылепроводам.

Аэрационные питатели пыли используются для невзрывоопасных топлив (АШ и Т). Питатель можно применять и для взрывоопасной пыли. Но тогда воздух необходимо разбавить дымовыми газами для снижения содержания кислорода менее 17 %. Расход пыли регулируется положением выпускного клапана 1, который может вертикально перемещаться.

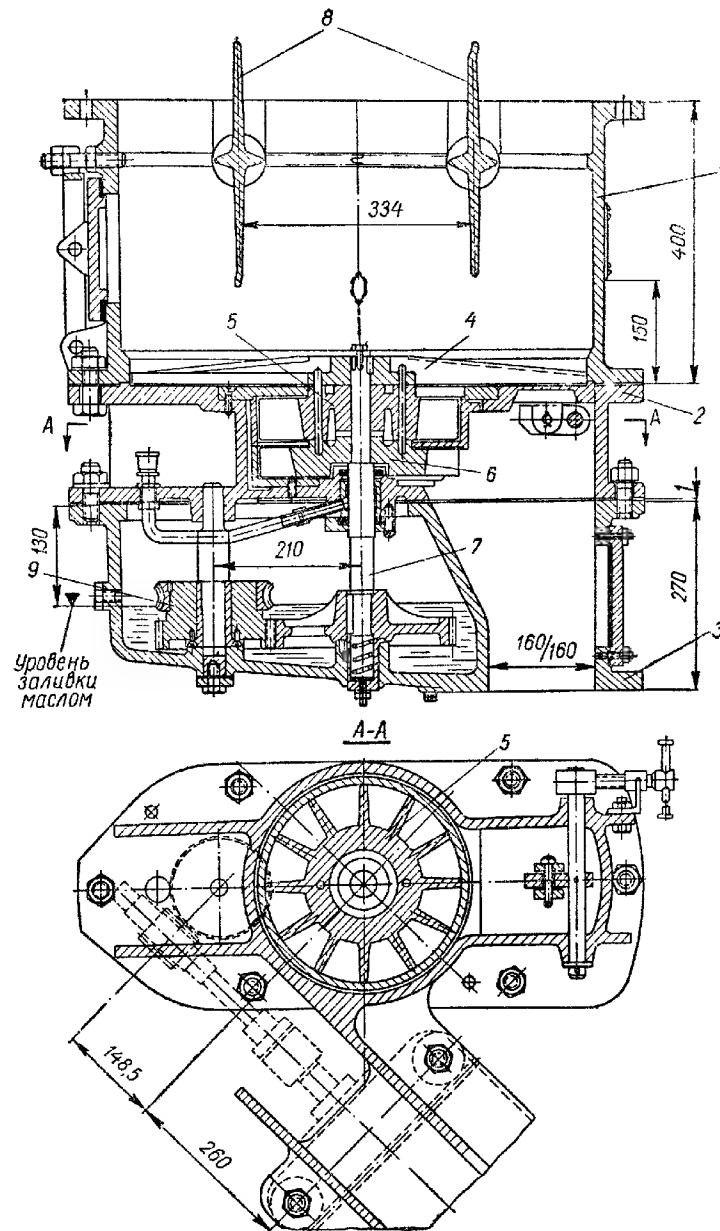


Рис. 8.17. Лопастной пылепитатель

1 – верхняя часть корпуса; 2 – средняя часть корпуса; 3 – нижняя часть корпуса; 4 – ворошитель пыли; 5 – подающее лопастное колесо; 6 – мерительное колесо; 7 – вертикальный вал; 8 – поворотный шибер; 9 – механизм привода питателя.

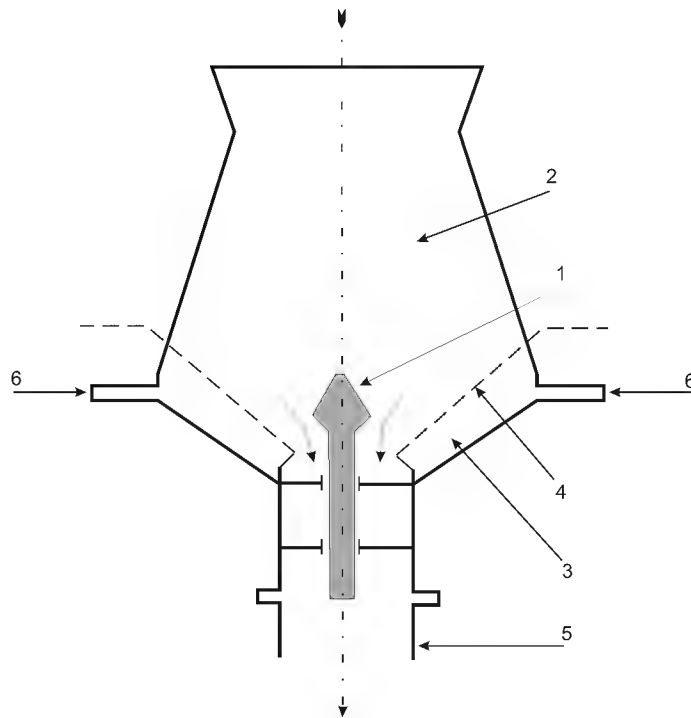
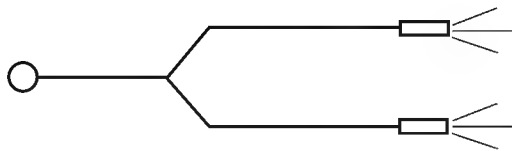
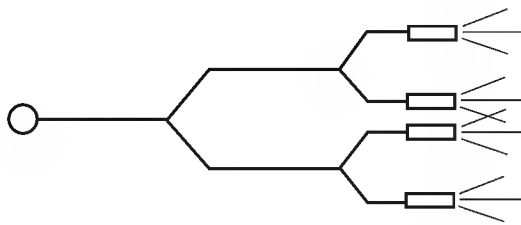


Рис. 8.18. Схема аэрационного питателя:

1 – клапан; 2 – корпус; 3 – зона взрыхления; 4 – решетка; 5 – отводящий патрубок;
6 – подвод сжатого воздуха (для взрыхления пыли)



На две горелки



На четыре горелки

Рис. 8.19. Схема деления пылевоздушного потока по горелкам

В схемах без промбункера при работе одного мельничного вентилятора на несколько горелок приходится очень осторожно подходить к вопросу разделения пылевоздушной смеси по пылепроводам ввиду возможной сепарации при поворотах и др. До разделения на пылепроводы к горелкам не должно быть поворотов. Разделение производится плавно (схемы на рис. 8.19).

8.12.6. Пылеугольные бункеры

Пылеугольные бункеры выполняются закрытыми. На крышке предусматривается лаз и устанавливаются взрывные клапаны, а также патрубки для отсоса излишков паровоздушной смеси (по трубам, включенным до или после циклона). Излишки появляются при заполнении бункера пылью. Внутренние стены бункера выполняются гладкими с закругленными стыками, в углах наклон стенок должен быть не меньше 60°. Для определения положения уровня пыли в бункере служит указатель уровня, который может быть поплавковым с ручным управлением либо с непрерывным указанием уровня у щита котла. Объем промежуточного, м³, бункера определяется из выражения

$$V_{\text{пр.б}} = \frac{t B_{\text{к}} \frac{100 - W^{\text{п}}}{100 - W^{\text{п}}}}{\alpha_{\text{пр.б}} \gamma_{\text{нп}}},$$

где t – количество часов, на которые рассчитан бункер (обычно не меньше 2);

$\gamma_{\text{нп}}$ – насыпной вес пыли, т/м³ (0,7–0,75);

$\alpha_{\text{пр.б}} = 0,8$ – степень запыления бункера.

8.13. Классификация пылеугольных мельниц

Мельницами называют машины, в которых размалываются угли. Процесс измельчения угля в мельницах (размола) качественно одинаков с процессом дробления и характеризуется лишь повышенной кратностью измельчения.

При размоле кратность измельчения достигает 200–500 против 3–4 для валковых дробилок и 10–20 для молотковых.

По принципу действия мельницы классифицируют:

1. Мельницы, работающие по принципу раздавливания. В этих мельницах топливо зажимается между металлическими телами и раздавливается до нужных размеров. По этому принципу работают среднеходовые валковые и среднеходовые шаровые мельницы.

2. Мельницы, работающие по принципу удара. Их подразделяют на следующие типы:

шаровые барабанные мельницы, в которых происходит удар мелющего тела (шара) по топливу, лежащему на неподвижной относительно тела поверхности;

шахтные мельницы;

аэробильные мельницы.

В последних двух типах мельниц происходит размол топлива с помощью быстро двигающейся металлической детали;

пневматические мельницы, в которых происходит удар быстро двигающегося топлива о неподвижную металлическую плиту.

По числу оборотов мельницы классифицируют:
 тихоходные мельницы – $n = 18\text{--}25$ об/мин (например ШБМ);
 среднеходные мельницы (работающие по принципу раздавливания) –
 $n = 100\text{--}300$ об/мин;
 быстроходные мельницы (аэробильные и шахтные) –
 $n = 750\text{--}1500$ об/мин.

Под эту классификацию не подходят пневмомельницы.
 Работа мельниц может быть охарактеризована следующими показателями:

1. Производительность по сырому топливу, т/ч.
2. Тонина помола.
3. Удельный расход энергии на размол, кВт · ч/т.
4. Расход металла на т сырого угля.

К мельницам предъявляются следующие требования:

1. Продолжительность безаварийной работы.
2. Минимальный расход энергии на помол, минимальный расход смазки, металла.
3. Простота обслуживания и легкость регулировки.
4. Безшумность работы и отсутствие вибрации.
5. Небольшая стоимость ремонта.

Ни одно мельничное устройство не удовлетворяет сразу всем требованиям. Но при создании конструкций стремятся к удовлетворению максимального количества требований.

8.13.1. Шаровые барабанные мельницы

Шаровые барабанные мельницы (ШБМ), широко используют на электростанциях ввиду большого диапазона размалываемых углей. В мельнице одновременно производится сушка топлива. Схема ШБМ представлена на рис. 8.20.

Диаметр барабана, в зависимости от производительности мельницы, равен 2–3 метрам, его длина – 3–5 метра, толщина стенки барабана 25 мм. Окружная скорость барабана при $n = 18\text{--}25$ об/мин равна 3 м/с.

Частота вращения, при которой шары “прилипают” к стенке барабана и прекращается их падение, называется критической:

$$n_{\text{кр}} = \frac{0,71}{\sqrt{D_6}},$$

где D_6 – диаметр барабана.

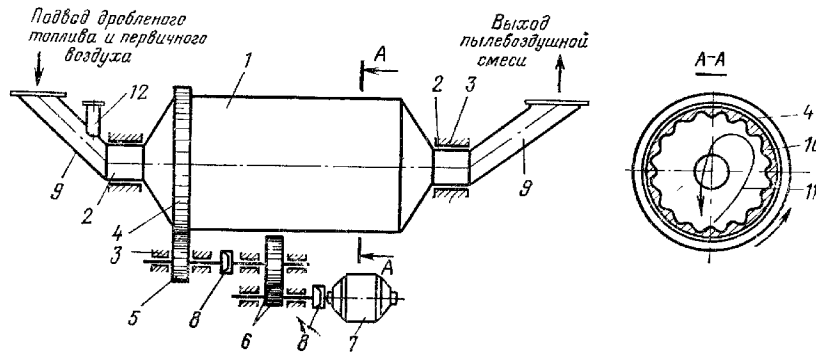


Рис. 8.20. Шаровая барабанная мельница:

- 1 – барабан; 2 – цапфы; 3 – подшипник; 4 – большая шестерня; 5 – малая шестерня; 6 – редуктор; 7 – электродвигатель; 8 – муфта сцепления; 9 – неподвижные патрубки; 10 – бронеовые плиты волнистой формы; 11 – траектория движения шаров; 12 – возврат из сепаратора

Установлено, что наибольшая производительность мельницы достигается при частоте вращения, составляющей 0,76 от критической:

$$n_{\text{раб}} = \frac{0,54}{\sqrt{D_6}}.$$

При данной частоте вращения и заданной форме брони высота подъема шаров зависит от степени заполнения барабана шарами – ψ . Связь между оптимальной величиной ψ и относительной скоростью вращения барабана ($n_6/n_{\text{кр}}$) выражается уравнением

$$\psi_{\text{опт}} = \frac{0,12}{\left(\frac{n_6}{n_{\text{кр}}} \right)^{1,75}},$$

чем меньше ($n_6/n_{\text{кр}}$), тем выше загрузка барабана шарами. Оптимальная степень заполнения барабана шарами 15–27 %.

Связь между производительностью мельницы и размерами шаров:

$$B_1 = B_2 \sqrt{\frac{d_2}{d_1}}.$$

Расход брони и шаров составляет 0,15–0,4 г/кг топлива.

При излишней скорости воздуха в барабане уносится много грубой пыли, возвращаемой обратно из сепаратора. На это бесполезно расходуется электроэнергия, увеличивается сопротивление мельницы. При малой скорости воздуха не вся готовая пыль будет удаляться из мельницы, она переизмельчается, что тоже приводит к перерасходу энергии. Связь между производительностью мельницы B , удельным расходом энергии на размол $\mathcal{E}$ и скоростью воздуха в мельнице W :

$$B_2 = B_1 \sqrt{\frac{W_2}{W_1}}; \quad \mathcal{E}_2 = \mathcal{E}_1 \sqrt{\frac{W_1}{W_2}}.$$

“Нормальная” скорость воздуха, отнесенная к свободному сечению барабана, должна составлять 1–3,5 м/с. Расход горячего воздуха в зависимости от вида топлива составляет 1–2,5 кг на кг пыли.

Стальные шары, находящиеся внутри барабана, захватываются волнистой поверхностью брони, подымаются и с некоторой высоты падают вниз. От удара шарами топливо измельчается. Могут применяться шары диаметром от 30 до 70 мм. Чаще применяются шары $\varnothing$ 40 мм и $\varnothing$ 30 мм. Для различных топлив рекомендуется различный состав загружаемых шаров по их размерам. Загружается обычно смесь шаров.

Мельница имеет звуковую и тепловую изоляцию. Звуковая изоляция иногда осуществляется не войлоком, а пробковыми листами. Наружная обшивка осуществляется листовым железом толщиной 2–3 мм.

Броня служит для организации подъема шаров и может быть изготовлена из металла, резины, базальта и железобетона. Высота брони рекомендуется в пределах диаметра шара 30–40 мм.

Практика показывает, что по мере износа брони ухудшается сцепление шаров с броней и уменьшается их средняя высота подъема, в результате чего падают потребляемая мощность электродвигателя и производительность мельницы. Ухудшение работы мельницы за счет износа брони может достигать до 20 %. Таким образом форма брони и число оборотов барабана определяют наивыгоднейшие условия работы мельницы.

$$\text{Маркировка мельницы: } \text{Ш} - 8 \left(\frac{232}{380} \right).$$

Это значит: мельница шаровая барабанная, производительность по АШ – 8 т/ч, средний диаметр брони 232 см, длина барабана 380 см.

Износ чугунных шаров в 1,5–2 раза больше, чем стальных.

Количество загружаемых шаров зависит от сорта топлива и диаметра барабана. Обычно считают, что на 1 тонну пыли должно быть 1–2 т шаровой загрузки.

Температура воздуха для подсушки при входе в горловину должна составлять до 350 °С. При этом температура на выходе должна быть: для антрацита – не более 100 °С, а для остальных углей – не более 70 °С, во избежание воспламенения смеси.

Так как в мельницу поступает воздух с высокой температурой, то подшипники полых цапф должны иметь водяное охлаждение (либо масляное).

Скорость воздуха в выходной горловине, во избежание ее забивания, равна 18–22 м/с. Воздушное сопротивление мельницы при полной загрузке составляет 100–250 мм.

Износ металла брони в зависимости от сорта топлива и нагрузки колеблется от 165 до 780 на тонну условного топлива. Шары добавляются в мельницу 1 раз в 5–6 суток.

Каждые 2500–3000 часов работы производят смену и взвешивание шаров.

Расход электроэнергии зависит:

- от размеров мельницы;
- числа оборотов в минуту;
- загрузки шарами.

Почти не зависит от производительности мельницы. Последнее объясняется тем, что в ШБМ большое количество энергии тратится на холостой ход. Наименьшее количество энергии тратится при расчетной, номинальной производительности до 100 %. При уменьшении нагрузки удельный расход энергии будет увеличиваться. Это весьма характерно для шаровой мельницы.

Последнее обстоятельство особо отрицательно влияет в индивидуальной схеме пылеприготовления без промбункера.

Преимущества ШБМ:

1. Простота устройства и пригодность для размолла любых сортов углей вплоть до самых твердых, т. е. универсальность по топливу.
2. Возможность применения ее на относительно большие производительности.
3. Надежность в эксплуатации, длительность работы без ремонта.
4. Широкий диапазон регулирования тонкости помола.
5. Возможность работы с высокоподогретым воздухом, следовательно, пригодны для влажных углей.
6. Защищенность от попадания в нее металлических предметов.

Недостатки ШБМ:

1. Громоздкость (занимает большую площадь).
2. Большой вес.
3. Большой расход металла на сооружение.
4. Значительный износ металла.
5. Относительно большой расход электроэнергии.
6. Высокая стоимость.
7. Относительно большая потеря тепла в окружающую среду.

Несмотря на перечисленные недостатки, ШБМ широко используется на электростанциях.

8.13.2. Быстроходные молотковые мельницы

В этих мельницах топливо измельчается главным образом за счет удара свободно качающихся молотков, а частично истирается между билами и корпусом (рис. 8.21). Размол получается более грубым, чем в ШБМ. Поэтому молотковые мельницы используются для размолла высокореакционных углей.

Применяются две конструкции этих мельниц: с тангенциальным подводом воздуха (ММТ) и аксиальным подводом (ММА). Топливо подают отдельно от воздуха (см. рис. 8.21). На горизонтальном валу мельницы расположены

диски. На дисках закреплены свободно качающиеся билодержатели, на концах которых засажены била.

Основные мелющие элементы – била. Они подвержены интенсивному износу. Основные недостатки мельницы – шумность работы и быстрый износ бил. (Износ составляет 50–70 граммов на тонну размалываемого топлива.)

Число оборотов ротора в этих мельницах от 780 до 1500 об/мин. Расход энергии на помол 10–12 кВт · ч/т.

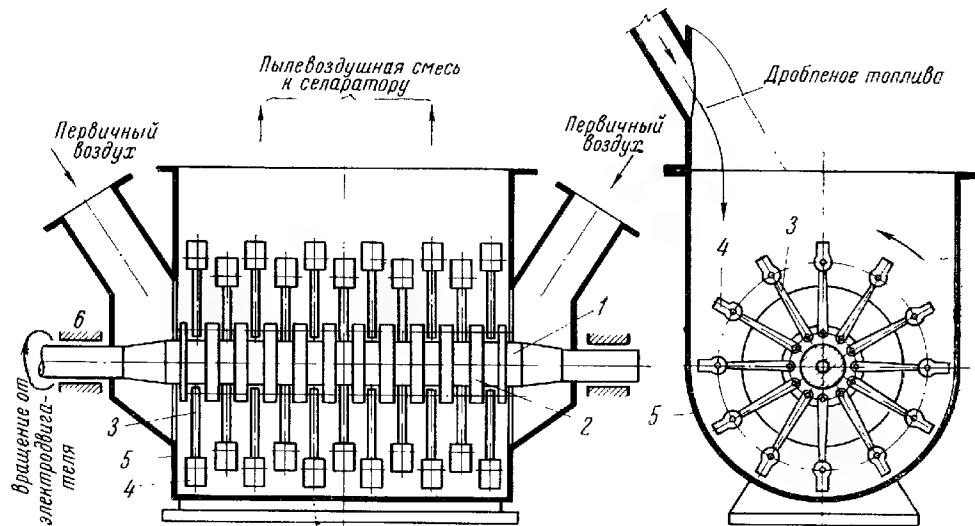


Рис. 8.21. Молотковая мельница:

1 – вал; 2 – диски; 3 – билодержатели; 4 – била; 5 – корпус; 6 – подшипники

Производительность мельницы – это количество угля, которое может быть размолото на 1 м² активного сечения ротора.

Скорость сушильного агента в агрегате $V = 0,04 R_{88} + 0,1$, м/с.

8.13.3. Шахтные молотковые мельницы

Схема шахтной молотковой мельницы представлена на рис. 8.22.

Обычно высота шахты равна 6–8 метров. Воспламенение топлива должно происходить в амбразуре, но ни в коем случае не в шахте.

Шахтные мельницы применяются под котлами средней производительности. Шахтно-мельничные топki получили распространение главным образом при сжигании мягких многозольных углей, а также при сжигании фрезерного торфа и сланцев.

Для сушки топлива может применяться либо смесь воздуха с топочными газами, либо горячий воздух.

При постоянных влажности топлива, температуре сушильного агента и высоте шахты тонкость помола зависит от скорости воздуха. Поэтому практи-

чески тонину помола регулируют количеством подаваемого в шахтную мельницу воздуха.

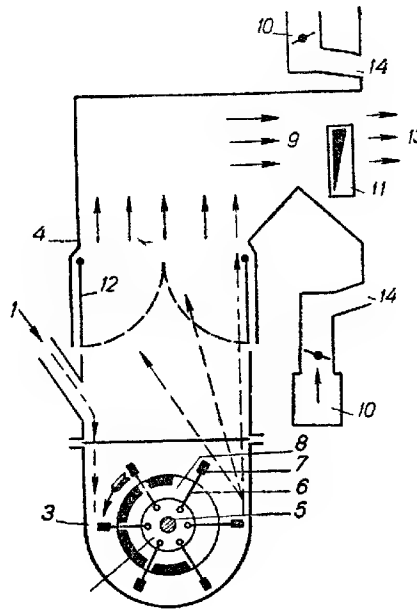


Рис. 8.22. Схема молотковой мельницы с гравитационной шахтой:

1 – вход топлива; 2 – ротор; 3 – кожух; 4 – шахта; 5 – вал; 6 – билдержатель; 7 – било; 8 – вход горячего воздуха через торец мельницы; 9 – амбразура; 10 – короб вторичного воздуха; 11 – вход газов из растопочной печи; 12 – шибер; 13 – топка; 14 – сопло для вторичного воздуха

Температура смеси на выходе из шахты должна быть: для каменных углей не выше 100–120 °С, остального топлива 60–75 °С. Скорость вторичного воздуха при входе в топку должна быть не менее 20–25 м/с.

В работающей шахте наблюдается неравномерное распределение скоростей по сечению шахты. Поэтому в тех мельницах, где скорость выше, имеет место вынос крупных фракций. Это приводит к увеличению потери q_4 . Во избежание этого иногда в шахте устанавливают дополнительные примитивные сепараторы (жалюзи, отбойные козырьки и другие).

8.13.4. Мельницы-вентиляторы

Эти мельницы отличаются тем, что в их схеме отсутствует вентилятор и била жестко закреплены. Мельницы этого типа выполняют одновременно роль мелющего механизма и вентилятора, обеспечивая подсос сушильного агента к мельнице. Эта схема используется при размоле фрезерного торфа и “мягких” марок бурого угля. Для регулирования тонины помола применяются центробежные или инерционные сепараторы.

Иногда мельницы делают с предвключенной бильной частью (рис. 8.23).

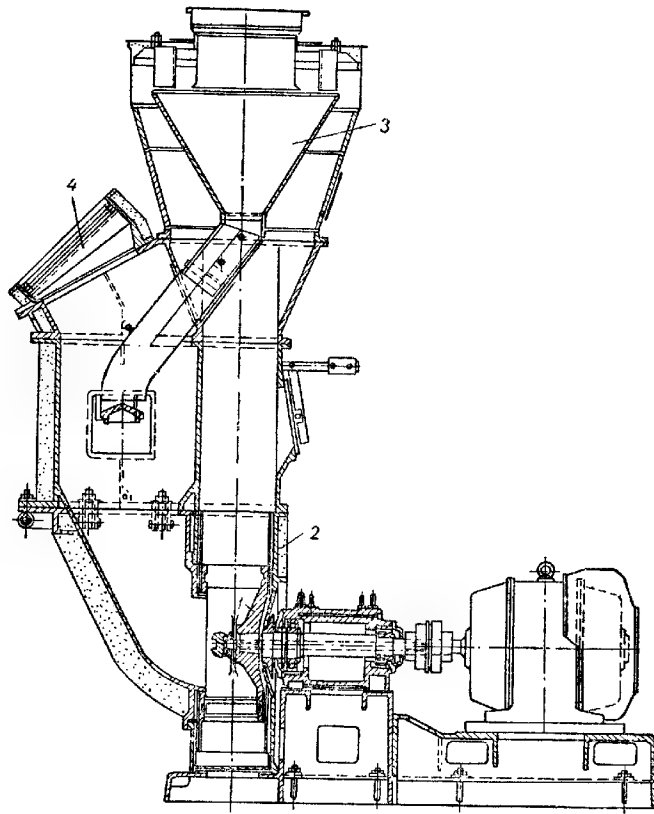


Рис. 8.23. Мельница-вентилятор:

1 – ротор (мелющее колесо); 2 – корпус; 3 – сепаратор;
4 – подвод сырого топлива и топочных газов

Напор, создаваемый мельницей-вентилятором при числе оборотов 1500 об/мин, равен 1500–2000 Па.

Тонкость помола в этих мельницах обычно $R_{90} = 50\text{--}65\%$.

Температура сушильного агента перед ротором не должна превышать 450 °С, для чего отобранные газы разбавляют воздухом. Рабочий ресурс мелющих лопаток до 2500 часов, брони корпуса – до 7000 часов.

Для канско-ачинских углей на СТЗ изготавливают серийно мельницы-вентиляторы.

Типоразмер мельницы-вентилятора обозначают числами: первое – диаметр ротора; второе – рабочая ширина мелющих лопаток; третья – частота вращения ротора (например, МВ-3300/800/490). Этот типоразмер обеспечивает производительность 70 т/ч при коэффициенте размолоспособности $k_{\text{ло}} = 1,3$; $R_{88} = 60\%$ и $R_5 = 20\%$.

При размоле углей с тонкостью помола $R_{88} = 55\%$ расход металла на замену бил из марганцовистой стали колеблется от 6 до 122 г/т и брони от 6 до 12 г/т.

8.13.5. Мельницы среднеходные

Размол топлива в среднеходных мельницах (рис. 8.24) осуществляется почти в чистом виде по принципу раздавливания. Конструктивно среднеходные мельницы могут быть выполнены в виде шаровых мельниц (СШМ) и валковых (ВСМ), маятниковых и кольцевых. В отечественной энергетике распространение получили два первых типа, поэтому на этих конструкциях мы и остановимся.

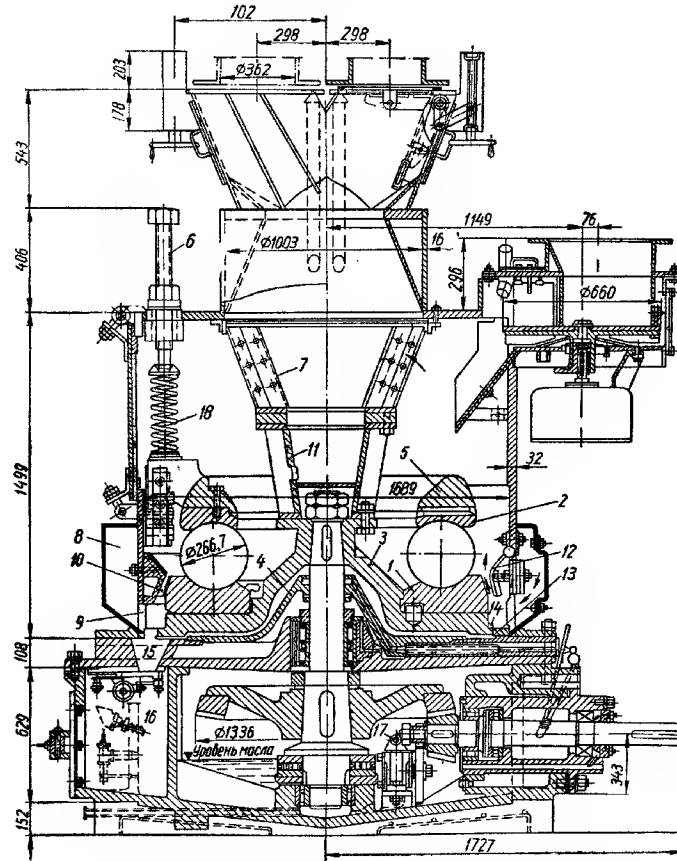


Рис. 8.24. Шаровая среднеходная мельница:

1 – нижнее размольное кольцо; 2 – верхнее размольное кольцо; 3 – коромысло; 4 – уплотняющая диафрагма; 5 – нажимное кольцо; 6 – нажимные болты; 7 – вращающийся сепаратор; 8 – воздухораспределительная камера; 9 – воздухоподводящие окна; 10 – горловина; 11 – воронкообразная подставка; 12 – откидной клапан; 13 – уплотнительное кольцо; 14 – подводки; 15 – воронка; 16 – пиритовая ловушка; 17 – шестеренчатый масляный насос; 18 – нажимные пружины

Шаровые среднеходные мельницы напоминают гигантский упорный подшипник. При однорядном расположении шаров обычно верхнее опорное кольцо неподвижно, нижнее приводится во вращение от электродвигателя. При двухрядном расположении шаров вращается среднее опорное кольцо.

В качестве размалывающих тел применяются шары диаметром от 190 до 267 мм. Шары на беговой дорожке укладываются почти вплотную друг к дру-

гу (зазор 15–20 мм). Давление пружин на шар 180–600 кг (в зависимости от сорта размалываемого материала). Топливо подается питателем на шары с внутренней стороны. Сюда же попадает и воздух из сепаратора. Размер кусков размалываемого топлива 25–30 мм. Топливо проходит через слой мелющих шаров и под действием центробежных сил в измельченном состоянии набирается за кольцо. Между вращающимися нижним кольцом и кожухом мельницы через щели-сопла подводится воздух со скоростью 25–30 м/с. Пыль из сепаратора обычно идет прямо к горелкам (схема без промбункера).

Полный расход металла (в шарах и кольцах) составил 87 г/т. Фактический расход металла, ввиду необходимости замены шаров и колец, в 2,7–2,9 раза больше изнашиваемого. Соппротивление мельницы 150–200 мм. Расход энергии на размол для мягких углей с большим выходом летучих 12–15 кВт · ч/т, а для твердых с малым выходом летучих 18–20 кВт · ч/т.

Валковая среднеходная мельница состоит из вращающейся тарелки, по которой катятся сидящие на неподвижных осях валки. Давление, необходимое для раздавливания, создается как весом валков, так и давлением пружины. Давление пружин в зависимости от типоразмера мельницы колеблется от 0,2 до 5 т на ролик.

Количество валков в последних конструкциях мельниц сокращено до двух. Тонкость помола регулируется числом оборотов сепаратора и объемом газов, пропускаемых через мельницу.

При работе на канско-ачинских углях эти мельницы обеспечивают тонкость помола $R_{88} = 30\text{--}50\%$ при расходе энергии на помол ≈ 5 кВт · ч/т, расход металла около 20 г/т.

Мельницы могут быть рекомендованы для бурых углей и легких каменных углей с $k_{\text{до}} \geq 1,2$. На других углях тонкость помола колеблется $R_{88} = 5\text{--}42\%$. Износ металла может достигать 75–80 г/т.

8.13.6. Пневмомельницы

Эти мельницы не имеют вращающихся элементов. Принцип работы заключается в том, что для измельчения угля используется кинетическая энергия потока газа, имеющего большую скорость. Топливо подхватывается потоком воздуха, разгоняется на участке 6–6,5 м (в разгонной трубе). В конце разгонной трубы помещается плита. Топливо размельчается за счет удара об эту плиту. Далее пылевоздушная смесь поступает в сепаратор, положением створок которого регулируется тонина помола.

Работы по изучению и конструированию пневмомельниц проводились во ВТИ.

Эксплуатационные данные

Соппротивление мельницы 1000–1050 мм в. ст. Срок службы (между капитальными ремонтами) до 6000 часов. Тонкость помола меняется в зависимости от положения створок сепаратора от 5 до 42 % (R_{88}). Расход энергии на помол фрезерного торфа 18–20 кВт · ч/т. Мельницы могут быть рекомендова-

ны для бурых углей и мягких каменных углей ($k_{\text{ло}} \geq 1,2$). Износ металла 75–80 г/т.

Преимущества:

- 1) простота и компактность;
- 2) отсутствие вращающихся частей (кроме вентилятора);
- 3) малая занимаемая площадь;
- 4) небольшой вес (в 5 раз меньше ШБМ);
- 5) незначительный износ металла (75–80 г/т).

Недостатки:

- 1) необходима периодическая смена разгонного аппарата и подварка изношенных участков;
- 2) вследствие того, что вся система находится под большим разрежением, требуется хорошее уплотнение;
- 3) так как в мельнице находится малое количество топлива, то на работу всей установки влияют перерывы в работе питателя (малый запас топлива в самой мельнице).

До последнего времени пневмомельницы широкого распространения не получили.

9. ПЫЛЕУГОЛЬНЫЕ И ВИХРЕВЫЕ ТОПКИ

9.1. Смесеобразование и горение при факельных процессах

В отличие от слоевого факельный процесс характеризуется непрерывным движением топливных частиц вместе с газовоздушным потоком, который транспортирует их через топочную камеру во взвешенном состоянии. Для того чтобы осуществить полное сгорание частиц во взвешенном состоянии в весьма ограниченные сроки их полета по топочной камере (1-2 с), частицы топлива измельчают до пылеобразного состояния. Скорости витания таких пылинок очень малы, а удельная поверхность – огромна. Так, угольная пыль при диаметре 30 микрон имеет удельную поверхность $500 \text{ м}^2/\text{кг}$ и скорость витания $3,5 \cdot 10^{-5} \text{ м/с}$. Ввиду малой скорости витания пыль следует с потоком газов со скоростью, равной скорости газов. Следовательно, в факельных процессах скорость обтекания пылинки газом практически равна нулю.

Для того чтобы придать факелу достаточную устойчивость в смысле отсутствия явлений грубой сепарации и выпадения наиболее крупных частиц, порядка десятков и сотен микрон для различных топлив рекомендуется различное измельчение. Такое размельчение чрезвычайно развивает парусность частиц.

Малая скорость обтекания пылинки газом приводит к ухудшению условий турбулентного обмена газа на поверхности угольных пылинок. Но это в некоторой степени компенсируется: значительным увеличением молекулярной диффузии (коэффициент диффузии для тонкой пыли выше); значительным уменьшением запаса горючего вещества в каждой пылинке;

резко переменной парусностью частиц неправильной формы, что заставляет частицы пыли пульсировать и вращаться на лету (в зависимости от положения в потоке).

Факельный процесс характеризуется ничтожным запасом горючего в топке (в отличие от слоевого). Это приводит к безынерционности процесса, а следовательно, и к крайней чувствительности к регулировке и различным нарушениям (работа питателей и др.).

При пылесжигании каждая частица топлива проходит те же последовательные стадии, что и при слоевом методе сжигания, а именно:

- 1) подогрев смеси воздуха и пыли до температуры воспламенения (прогрев, подсушка, газификация);
- 2) собственно процесс горения летучих и кокса.

Уменьшить длину факела в первую очередь можно путем уменьшения I части. Ускорения подготовительного процесса можно добиться следующими методами:

- 1) уменьшением количества первичного воздуха;
- 2) повышением его температуры;
- 3) уменьшением влажности пыли;
- 4) повышением температуры в топке.

Необходимая температура подогрева воздуха зависит от количества и качества летучих веществ, содержащихся в топливе. Исследования показали, что при температуре воздуха $900\text{ }^{\circ}\text{C}$ воспламенение для всех топлив происходит почти мгновенно. Чем быстрее наступает воспламенение, тем лучше будет использован объем топочной камеры, тем лучше выгорают частицы угля, тем меньше будет потеря q_4 . Особенно это важно при сжигании топлив с малым выходом летучих. Поэтому при сжигании АШ и Т для сокращения пути воспламенения применяют высокий подогрев воздуха ($400\text{--}450\text{ }^{\circ}\text{C}$). Одновременно сокращают количество первичного воздуха до $15\text{--}17\%$ от общего количества.

В современных котлоагрегатах топочные камеры покрыты сплошь экранами. Экраны, поглощая тепло, снижают температуру факела и замедляют процессы горения. Поэтому при сжигании топлив типа АШ и Т стены топочной камеры (экраны) на некотором расстоянии покрывают зажигательными поясами. Это повышает температуру в топке в месте выхода пылевоздушной смеси и интенсифицирует протекание подготовительных процессов. При снижении нагрузки котла температура в топочной камере падает. Практика показала, что существует минимальная нагрузка котла, ниже которой горение становится неустойчивым ввиду низких температур горения. Для АШ, например, минимальная нагрузка исходя из устойчивости горения составляет $50\text{--}60\%$ от номинальной.

Скорость выгорания пыли зависит:

- 1) от тонкости помола;
- 2) аэродинамики топки;
- 3) температуры в топочной камере.

Так как относительная скорость движения пылинки в факеле невелика (0,5–0,7 м/с), то горение пыли в факеле почти аналогично горению в неподвижной среде.

Предполагая, что горение пылинки происходит в относительно неподвижной среде, Нуссельт предложил формулу для теоретического времени, с, сгорания пылинки

$$\tau_0 = 144 \frac{\gamma r_0^2 v_0}{D_0 T_{\text{ср}}},$$

где r_0 – начальный радиус частицы;

γ – удельный вес углерода;

v_0 – теоретический объем воздуха, необходимый для полного сгорания 1 кг топлива, $\text{нм}^3/\text{кг}$;

D_0 – коэффициент диффузии, $\text{м}^2/\text{ч}$;

$T_{\text{ср}}$ – средняя температура среды в К,

$$T_{\text{ср}} = \frac{T_1 - T_0}{\ln \frac{T_1}{T_0}},$$

где T_1 – температура внешней поверхности горящего порошка; T_0 – температура окружающего воздуха.

Из формулы видно, что время полного горения пропорционально квадрату размера частиц и обратно пропорционально температуре.

Действительное время горения может быть получено из времени горения по Нуссельту путем введения поправки на коэффициент избытка воздуха

$$\tau_\alpha = \tau_0 f(\alpha).$$

Действительное время полного горения уменьшается с увеличением α . Формула Нуссельта не совсем точна ввиду ряда упрощений (пыль сферическая, применен закон теплопередачи для неподвижной среды и др.). Формула Нуссельта теоретическая, опытом не проверена. Нуссельт рассматривал процесс горения одной частицы, учитывал только диффузию без учета кинетики процесса. Он предполагал, что горение происходит лишь на поверхности частицы. Блиновым же доказано, что горение имеет место и в порах топлива. Кроме того, Нуссельт предполагал, что горение происходит по полной реакции в CO_2 . Здесь же имеет место горение диффузионное, при котором, как известно, происходит образование CO .

Другая формула предложена Блиновым:

$$\tau_0 = A r_0^{1.6} - B r_0;$$

$$A = \frac{\beta \gamma}{C_0} \frac{1}{1,07 W_0^{0.4} D_0^{0.6}}; \quad B = \frac{\beta \gamma}{C_0 k},$$

где β – количество кислорода, расходуемое на единицу веса углерода;

r_0 – начальный радиус частицы;

γ – удельный вес углерода в $\text{г}/\text{см}^3$;

C_0 – начальная концентрация кислорода в газах в $\text{кг}/\text{м}^3$;

W_0 – скорость газа в см/с;

D_0 – коэффициент диффузии в м²/ч;

k_1 – константа скорости реакции, сильно возрастающая с ростом температуры.

Определяется по формуле Аррениуса:

$$k_1 = k_0 e^{-\frac{\varepsilon}{RT}},$$

где $e = 2,7183$ – основание натурального логарифма;

ε – энергия активации ккал/г·моль;

T – абсолютная температура в К;

R – универсальная газовая постоянная в ккал/г · моль.

В формуле Блинова учтена скорость газов. В ней же кроме коэффициента диффузии учтена и константа скорости реакции.

Формула Блинова проверена экспериментально и не имеет тех упрощений, которые допущены в формуле Нуссельта.

При выведении формулы Блинов предполагал, что горение происходит одновременно в CO_2 и в CO , т. е., использовал комплексную теорию горения.

Скорость горения пыли зависит от коэффициента избытка воздуха и тонины помола. Опыт эксплуатации показал, что наилучшие результаты получаются при $\alpha = 1,2-1,25$.

Скорость горения угольной пыли в топочной камере непостоянна, так как в начале при сгорании мелких фракций эта скорость максимальна, а затем процесс горения замедляется. Таким образом, при грубом помоле процесс горения протекает медленно, факел растягивается. Это приводит к увеличению температуры первых рядов труб, что вызывает их шлакование. На рис. 9.1 приведен график выгорания угольной пыли различной тонкости помола по времени.

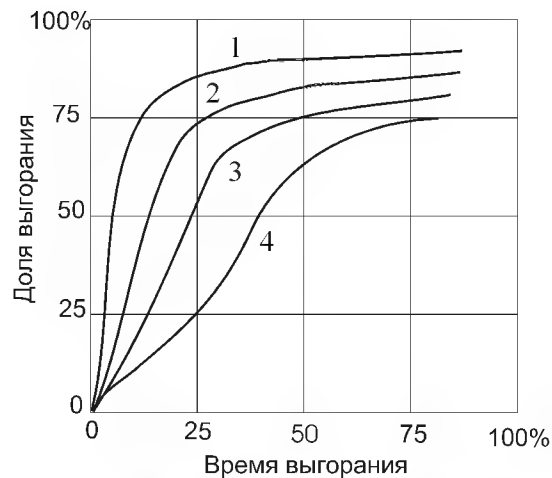


Рис. 9.1. Изменение доли выгорания частиц:

кривая 1 – $R_{88} = 5\%$, кривая 2 – $R_{88} = 15\%$,
кривая 3 – $R_{88} = 25\%$, кривая 4 – $R_{88} = 35\%$

Из графика видно, что большая часть частиц выгорает быстро. Оставшаяся же небольшая часть более крупных частиц – в остальное время.

Следовательно, чтобы обеспечить хорошее выгорание небольшого количества наиболее крупных частиц, нужно увеличивать длину факела, например, увеличив объем топки либо приняв меньший объем топки, умышленно идти на неполное выгорание крупных частиц, т. е. увеличение потери q_4 .

В зависимости от нагрузки котла значения выгорания частиц топлива характеризуются кривыми на графике рис. 9.2. По характеру кривых видно, что процент выгорания на первых метрах длины факела растет быстрее, чем на последних. Процент выгорания пыли при больших нагрузках котла меньше, чем при малых. Это объясняется увеличением скоростей газов при возрастании нагрузки, а следовательно, уменьшением времени пребывания пылинки в топке.

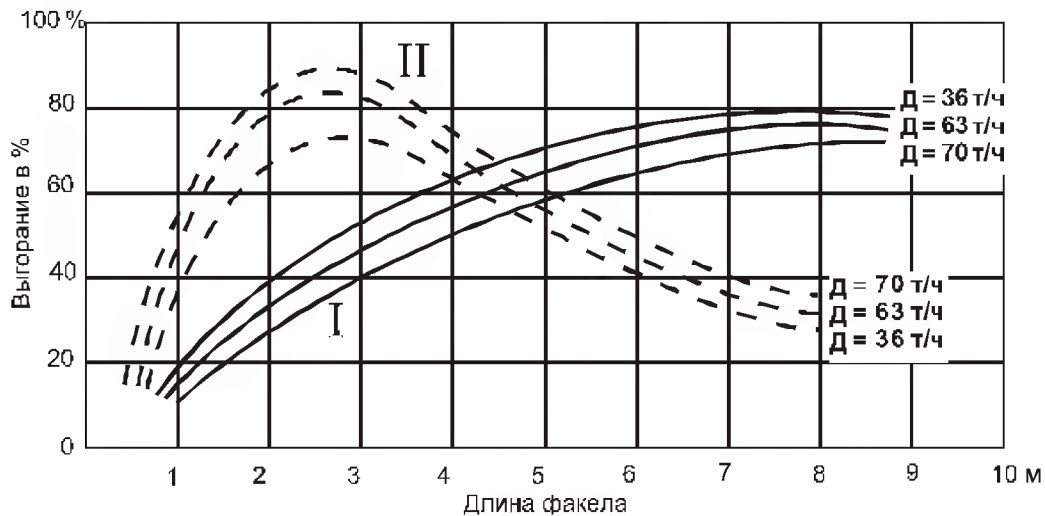


Рис. 9.2. График выгорания частиц топлива по длине факела:

I – кривые выгорания частиц по длине факела,

II – изменение температуры по длине факела

Температура в топке возрастает с возрастанием нагрузки котла. Возрастание температуры газов на первых метрах длины факела происходит ввиду того, что приход тепла за счет сгорания топлива больше его расхода.

Процесс горения пыли может характеризоваться не только скоростью выгорания частицы и кривыми изменения температуры, но и изменением состава газов по длине факела (рис. 9.3). Кривая содержания кислорода по длине факела все время падает. Только в конце топки кривая идет почти горизонтально и даже несколько подымается за счет присосов воздуха.

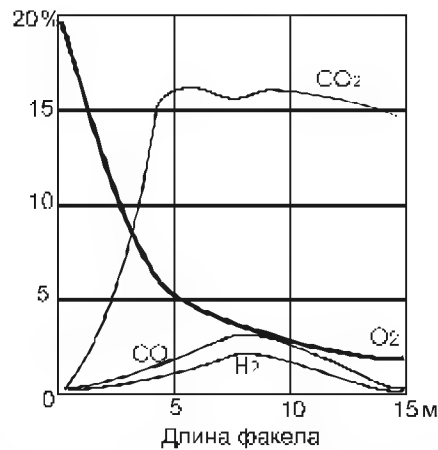


Рис. 9.3. Изменение состава газов по длине факела

Кривая содержания CO_2 вначале резко возрастает, а в конце также начинает снижаться за счет присосов воздуха. В средней части кривая имеет седловину в активной зоне горения. Нехватка кислорода вызывает частичный переход CO_2 в CO . Седловина кривой CO_2 соответствует максимуму кривой CO и H_2 .

В современных мощных котлоагрегатах процесс горения строится таким образом, что содержание CO и H_2 на выходе из топki равно нулю.

9.2. Типы пылеугольных топок

Современная пылеугольная топка представляет собой камеру, вытянутую вверх. Она может быть либо полностью, либо частично экранированной (т. е. ее стены могут быть покрыты трубами, по которым движется нагреваемая среда).

Топки могут быть классифицированы.

1. По положению факела:
 - топки с V-образным факелом (инвертные);
 - топки с L-образным факелом (с фронтальным либо с встречным боковым расположением горелок);
 - топки с угловым расположением горелок (тангенциальная топка).
2. По способу золоудаления:
 - топки с твердым шлакоудалением (в гранулированном виде);
 - топки с жидким шлакоудалением (шлак удаляется в виде расплавленной жидкой массы).

Удовлетворительное сжигание угольной пыли достигается:

- 1) правильно выбранной формой топочной камеры;
- 2) рациональной конструкцией пылеугольной горелки;
- 3) правильно организованной аэродинамикой процесса.

Необходимо стремиться к максимальному использованию топочного объема, хорошему заполнению топki факелом.

Рассмотрим топки всех перечисленных конструкций (классификация по положению факела).

1. Топка с U-образным факелом (рис. 9.4) появилась еще на заре развития пылесжигания. В этой топке газы вначале движутся сверху вниз, а затем – снизу вверх вдоль задней стенки. При создании топки с U-образным факелом предполагали, во-первых, удлинить путь частицы топлива, заставив ее пройти два раза вдоль топочной камеры и, во-вторых, улучшить процесс воспламенения за счет поджигания корня факела поднимающимися снизу вверх горячими газами. В действительности время пребывания частицы в топке не увеличилось, поскольку поток газов движется половиной сечения топки, следовательно, с двойной скоростью (по сравнению со скоростью при движении по всему сечению).

Следующим недостатком этого типа топки является то, что часть струй не направляется вниз топки, а сразу выносится в газоход. Это приводит к увеличению потерь q_3 и q_4 .

Подвод вторичного воздуха был осуществлен в этой конструкции также неудовлетворительно. Он не мог проникнуть глубоко в толщину первичной смеси. Он как бы “смазывал” этот поток с поверхности и далее сопутствовал ему в первой части подъемного участка (количество вторичного воздуха составляло 80 % от всего подаваемого). Топки с U-образным факелом широкого распространения не получили.

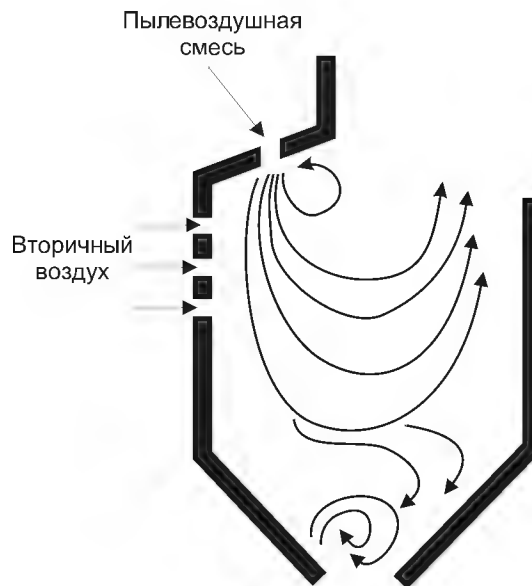


Рис. 9.4. Схема топки с U-образным факелом

2. Топки с L-образным факелом получили наибольшее распространение. В этих топках горелки могут располагаться как с фронта (рис. 9.5), так и на боковых стенках – встречное расположение горелок (рис. 9.6). В топках с L-

образным факелом лучшее, чем в предыдущих, заполнение топки. Такие топки пригодны для углей и с большим и с малым выходом летучих.

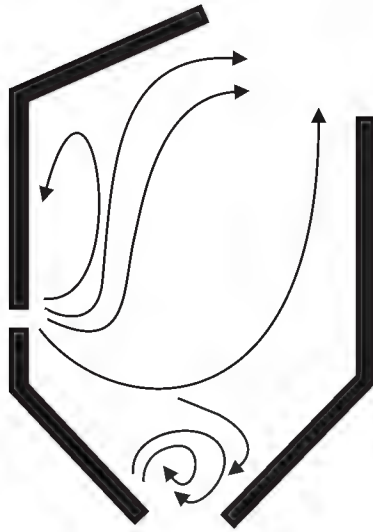


Рис. 9.5. Топка с фронтальным расположением горелок

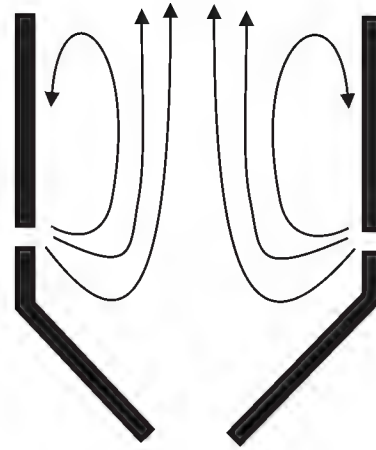


Рис. 9.6. Топка с боковым (встречным) расположением горелок

В этих конструкциях устанавливаются турбулентные горелки, обеспечивающие интенсивное первичное смесеобразование. Но поток, закрученный в горелках, быстро раскручивается (за счет торможения) и вторичное смесеобразование (в топке) протекает также вяло.

При встречном расположении горелок имеет место некоторая активизация перемешивания в топочной камере за счет удара встречных потоков друг о друга. В этом случае несколько лучше используется топочный объем.

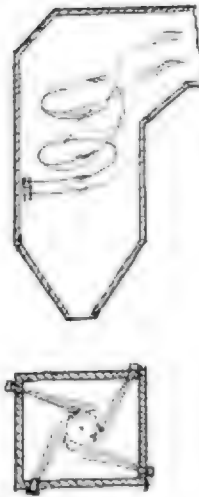


Рис. 9.7. Схема расположения угловых горелок

3. Тангенциальная топка появилась в связи со стремлением к лучшему заполнению топочной камеры активным процессом и организации в ее объеме интенсивного смесеобразования. Щелевые горелки, расположенные по углам, направлены тангенциально к некоторой горизонтальной окружности. Такое направление потоков закручивает весь поток газов,

создавая вращение их по всему топочному объему. Положительный эффект – улучшение вторичного смесеобразования (не в горелке, а в топке). Но и в этом случае турбулентность быстро затихает ввиду торможения: скорости струй первичной смеси и вторичного воздуха выравниваются и далее они продолжают двигаться параллельно с одинаковой скоростью по винтовой линии. Под действием центробежных сил основной поток газов отжимается к периферии, создавая обратный ток горючих газов, что обеспечивает лучшее воспламенение свежих порций смеси. Вначале предполагали использовать эти топки для сжигания топлив с большим выходом летучих, но теперь они с успехом используются и для сжигания АШ.

9.3. Топочные устройства мощных энергетических блоков

Помимо роста мощности в новейших топочных устройствах используется работа под наддувом, применяются циклонные топки с высоким шлакоулавливанием, применяются усовершенствованные высокомошные горелки, высоко подогретый воздух, используются экранные поверхности в мембранном исполнении в виде прокатных или сварных панелей.

В связи с ростом мощностей топок существенное значение приобретает проблема компактности их конструктивного оформления, обеспечивающего наиболее выгодную форму котла. Поэтому при анализе компактности топки следует говорить не только о повышении теплового напряжения топочного объема, но и о “новых” характеристиках топки: удельном тепловыделении на 1 м фронта, на 1 м² горизонтального сечения топки и др.

В настоящее время в “большой” энергетике применяются следующие схемы топочных устройств.

1. Открытые топки с твердым шлакоудалением, с однофронтальным, встречным и угловым расположением горелок. Они в настоящее время наиболее распространены. Эти топки универсальны по топливу, но и на их базе нельзя получить высококомпактные топочные устройства. Процент шлакоулавливания в этих топках невелик и составляет 10–15 %.

2. Топки с жидким шлакоудалением изготавливаются в следующих вариантах: однокамерные, двухкамерные и, наконец, полуоткрытые топки с пережимом (рис. 9.8). Эта топка имеет горячий нижний предтопок с типовыми экранами (утеплен). По сравнению с однокамерными топками здесь обеспечивается более “горячий” режим горения.

Анализ работы топок с пережимом показывает, что этот тип топочного устройства позволяет получить достаточно хорошие показатели по компактности.

По универсальности топки с пережимом близки к топкам с вертикальными циклонами.

При работе на каменных углях степень шлакоулавливания в топках с пережимом составляет 30–40 %.

В отечественной энергетике получают распространение топки с пересекающимися струями.

Эту конструкцию выполняют в настоящее время в трех вариантах (рис. 9.9).

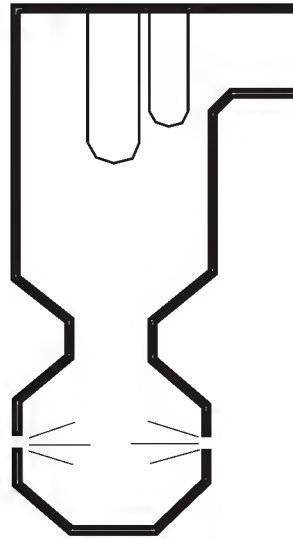


Рис. 9.8. Схема камерной топки с “пережимом”

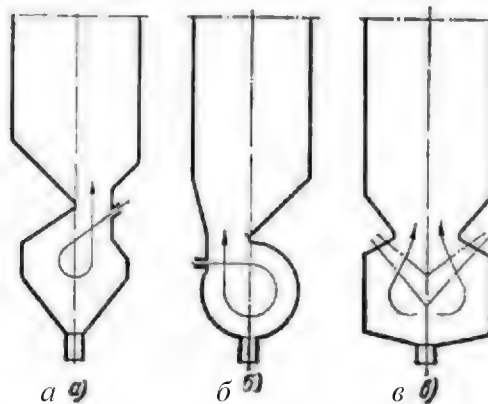


Рис. 9.9. Схемы вихревых топок с пересекающимися струями

а – топка МЭИ; *б* – топка ЦКТИ; *в* – гамма-топка ВТИ

В схемах топок с пересекающимися струями характерным является прохождение пылевоздушной струи и дымовых газов через одно и то же сечение пережима топки. Чрезмерно большие скорости газов ведут к повышенному выносу топлива в верхнюю часть камеры, минуя предтопок, что увеличивает потерю q_4 . Оптимум находится экспериментально. Двухсторонняя подача пыли в настоящее время недостаточно опробована и не имеет законченного конструктивного решения. В опытах, проведенных С. Н. Мироновым и В. Р. Котляр при двухсторонней подаче пыли в гамма-топке, было получено значение $q_L = 16$ МВт/м, что для крупных агрегатов явно недостаточно. Топки с пересекающимися струями для всех трех модификаций требуют дальнейшей работы над ними.

9.4. Цельносварные экраны котельных агрегатов

Применение цельносварных мембранных экранов явилось оптимальным решением для обеспечения герметичности котлов. Поэтому в течение нескольких лет они получили всеобщее признание и распространение. В настоящее время большую часть котлов во всех странах мира, в том числе и в России, выпускают с мембранными экранами.

Первым решением при создании мощных газоплотных котлов под наддувом явилось использование цельносварной обшивки, располагаемой поверх обмуровки. Такая обшивка была впервые применена в США в 1949 г.

Следующим этапом в освоении наддува явилось применение в качестве ограждающих поверхностей котлоагрегатов цельносварной газоплотной обшивки, привариваемой точечной сваркой непосредственно к экранным трубам, расположенным с предельно малым шагом ($s_1/d = 1,03$). Эта обшивка имела температуру, примерно равную температуре стенок труб, и поэтому расширялась одинаково с ними. Толщину обшивки выбирали с учетом не только наддува, но и возможных хлопков. Выполняли ее с компенсаторами. Поверх наносили теплоизоляцию. При такой конструкции в межтрубные клинообразные промежутки попадает пыль, вызывающая при загорании местные прожоги обшивки, а при останове – попадание влаги и коррозии.

Последний этап этого процесса – внедрение цельносварных газоплотных экранов (мембранных), лишенных вышеперечисленных недостатков.

Впервые мембранные экраны применены в 1975 г. на одном из котлов в США.

Использование мембранных экранов в котлах как под наддувом, так и под разрежением позволяет обеспечить полное отсутствие присосов воздуха, дающее следующие преимущества: устойчивость процесса горения топлива, повышающая надежность и экономичность работы всего агрегата, что особенно важно для сжигания мазута с предельно низкими $\alpha = 1,005-1,025$; уменьшение количества уходящих газов и их температуры с соответствующим увеличением КПД агрегата на 0,5–0,8 %; снижение расхода электроэнергии на тягу и уменьшение размеров золоуловителей, дымососов, дымовой трубы из-за отсутствия нерегулируемых присосов воздуха и др.

Кроме того, применение мембранных экранов обеспечивает: уменьшение тепловой инерции котельного агрегата, способствующее повышению его маневренности; сокращение на монтаже работ по сборке и особенно по изоляции экранов; снижение массы экранных поверхностей нагрева, а также массы и стоимости изоляционных материалов; повышение надежности работ креплений экранных труб, полностью закрытых от излучения, и облегчение каркаса и фундаментов в результате замены обмуровки легкой изоляцией.

Экранирование котлов с естественной и многократно-принудительной циркуляцией мембранными панелями не вызывает трудностей, ибо в котлах таких типов разница между температурами стенок свариваемых между собой труб сведена к минимуму: температура среды во всех трубах равна температу-

ре насыщения. В этих котлах всегда имеет место одноходовое подъемное движение пароводяной смеси. Разность температур стенок труб мембранных панелей может возникнуть лишь из-за неравномерной нагрузки экранов, которую следует устранять конструктивными мероприятиями.

Отказ в США от наддува в котлах, предназначенных для сжигания угля, и перевод части работающих под наддувом котлов на уравновешенную тягу объясняется, в основном, тем, что чрезвычайно трудно поддерживать чистоту помещения на должном уровне из-за выноса пыли в котельную.

В России все вновь проектируемые мощные газомазутные котлы предназначены для работы под наддувом, пылеугольные – под разрежением. В том и другом случае экраны выполняют в виде цельносварных мембранных панелей (рис. 9.10).

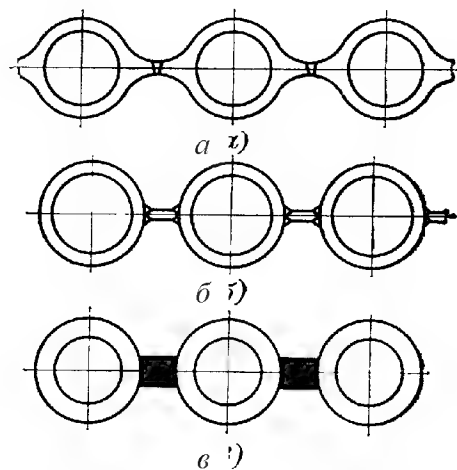


Рис. 9.10. Газоплотные панели:

a – из плавниковых труб; *б* – с приварными ребрами прямоугольного сечения;
в – с наплавкой металла между трубами

Для обеспечения полной герметичности таких конструкций существенное значение имеет создание надежных узлов уплотнения в местах соединений различных элементов котлоагрегата друг с другом.

Для восприятия избыточного давления в котлах под наддувом, а также “хлопка” в котлах под разрежением мембранные экраны ужесточают в направлении их наименьшей жесткости при помощи поясов жесткости. Существует много конструкций поясов жесткости, в которых имеются внутренние и наружные или только наружные бандажи.

В котлах с естественной циркуляцией внутренние бандажи, как правило, сваривают в углах топочной камеры, а наружные имеют шарнирное соединение.

Соединение (уплотнение) экранов в углах топки представлено на рис. 9.11. В случае *б* – устанавливается угловая труба с утолщенной стенкой.

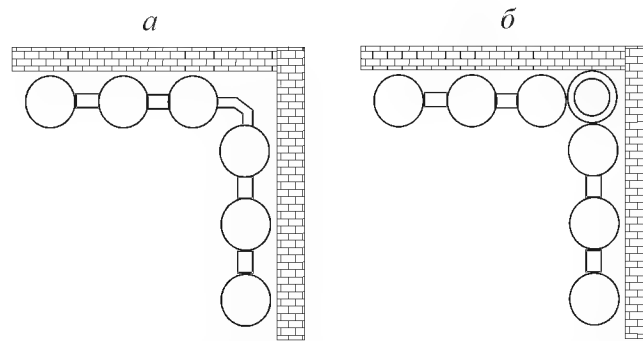


Рис. 9.11. Методы образования угловых уплотнений

Очень важна проблема обеспечения газоплотности в местах прохода змеевиковых или ширмовых поверхностей нагрева через мембранные экраны. В местах прохода труб в перемычках высверливают отверстия и выведенные трубы обваривают сплошным швом. Такая сварка считается допустимой, если разность температур стенки обвариваемой трубы и перемычки не превышает $150\text{ }^{\circ}\text{C}$. Если эта разность температур выше или стали разные, трубы не обваривают. В этом случае трубы пропускают через экран в “горячий ящик”, наполненный специальной засыпкой для обеспечения газоплотности (рис. 9.12, а).

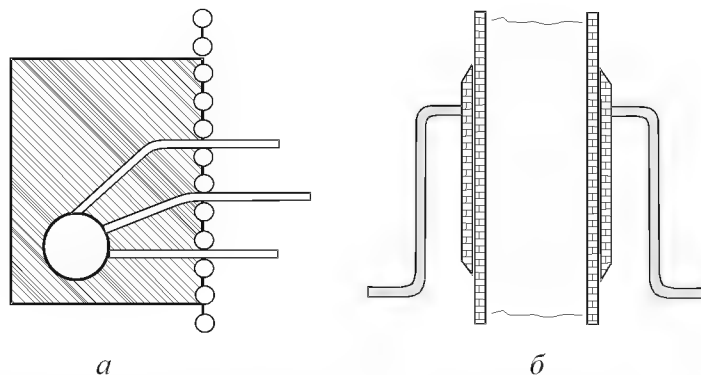


Рис. 9.12. Уплотнение труб, проходящих через мембранные экраны

Уплотнение прохода труб перегревателя через потолок котла с использованием компенсатора и промежуточных втулок представлено на рис. 9.12, б.

При наличии в минеральной части топлива селективно выделяющихся на поверхности нагрева компонентов целносварные ширмы загрязняются и нуждаются в применении устройств очистки.

9.5. О высокотемпературной коррозии экранов

Высокотемпературная газовая коррозия экранов НРЧ парогенераторов сверхкритического давления, сжигающих АШ с жидким шлакоудалением, яв-

ляется одной из причин аварийных остановов энергоблоков. Эта коррозия имеет место при сжигании малореакционного топлива, содержащего серу (например, АШ). Развивается она в тех местах, где факел длительное время соприкасается с экранами и где среда имеет восстановительный характер. Скорость коррозии становится заметной при температуре стенки трубы $280\text{ }^{\circ}\text{C}$ и возрастает с повышением температуры; при более низкой температуре коррозия не развивается. В продуктах коррозии обнаружено значительное количество и сульфида железа FeS . Следовательно, коррозия имеет сульфидный характер, а возбудителями коррозии являются сернистые соединения, присутствующие в топочной среде, имеющей восстановительный характер.

Характер коррозионных повреждений (отсутствие язвин под слоем продуктов, наличие слоя окалины) указывает на то, что коррозия развивается под действием газообразного коррозионно-активного агента. Присутствующие в продуктах сгорания в восстановительной зоне H_2S , S_2 , SO_2 рассматриваются как коррозионно-активные агенты. Однако окалинообразование в среде SO_2 , даже для углеродистой стали, идет только при температуре выше $550\text{ }^{\circ}\text{C}$. Сталь 15ХМ в этих условиях является практически устойчивой, окисляется очень медленно.

Опыты показали, что дымовые газы восстановительного характера, полученные при сжигании антрацита, вызывают сульфидную коррозию стали 12ХМФ. Причем сероводород – основной коррозионный агент.

Меры борьбы:

- а) не допускать локального понижения α у стен топки менее 1,05;
- б) увеличить равномерность распределения пыли и воздуха по грелкам;
- в) не допускать касания факела экранов;
- г) заменить применяемую сталь 12ХМФ на более стойкую против коррозии.

9.6. Типы пылеугольных горелок

Горелкой называется прибор, который питает процесс топливом и окислителем и обеспечивает вблизи своего устья пространственную стабилизацию фронта воспламенения горючей смеси. Работа горелки непосредственно связана с работой топочной камеры.

Процесс смесеобразования в пылеугольных топках можно разбить на два этапа: смесеобразование – в горелке и вторичное – в топке. Все современные промышленные пылеугольные топки построены на таком принципе, который позволяет активно регулировать только первичное смесеобразование (в горелке), предоставляя горению заканчиваться в вялой естественной форме в зонах затухающей турбулентности в топочной камере. Отсюда ясна важная роль качества работы горелки.

По конструктивному оформлению все пылеугольные горелки разделяют на щелевые и круглые.

Щелевые прямоточные горелки характеризуются тем, что аэросмесь подается в топку через узкие щели (одну, две или несколько (рис. 9.13). Горелки эти отличаются дальностью, поэтому их применяют в топках при встречном либо при угловом расположении горелок. Зажигание струи происходит по внешней ее поверхности.

Вторичный воздух, подводимый через горелку, может подаваться либо по краям первичной аэросмеси (рис. 9.13, б), либо в середине между двумя струями первичной аэросмеси (рис. 9.13, в). Более целесообразна схема в, при которой улучшаются условия воспламенения пылевоздушной смеси.

Чем толще струя первичной аэросмеси, тем длиннее факел, тем медленнее происходят прогрев смеси и ее сгорание. В эксплуатации используются многощелевые горелки, в которых попеременно с тонкими струями подаются первичная аэросмесь и вторичный воздух (сжигание топлива в тонких струях). Эти горелки обеспечивают лучшее смесеобразование и имеют более короткий факел.

При угловом расположении часто применяют щелевую угловую поворотную горелку. Сопла горелки при помощи электродвигателя могут поворачиваться вверх и вниз от горизонтальной плоскости на $12\text{--}20^\circ$. Это дает возможность менять положение факела в топке и тем самым регулировать перегрев пара в перегревателе. Иногда применяются щелевые горелки с рассекателем (рис. 9.14). Рассекатель обеспечивает некоторое раскрытие факела. Это вызывает подсос горячих газов к корню факела, что улучшает процесс воспламенения.

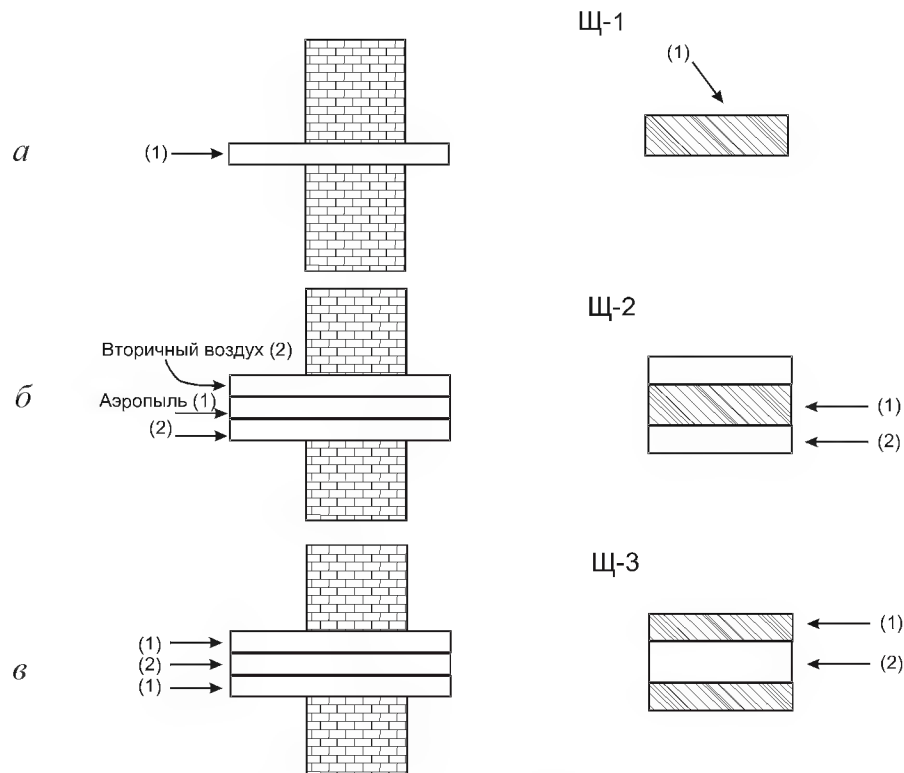


Рис. 9.13. Схемы щелевых пылеугольных горелок:
1 – аэросмесь; 2 – вторичный воздух

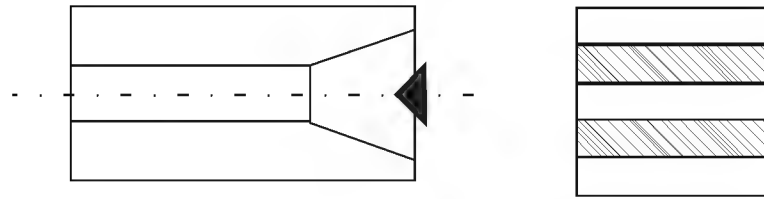


Рис. 9.14. Схема щелевой горелки с рассекателем

В схеме рис. 9.13, a – скорость первичной смеси – 15–17 м/с.

В остальных схемах: для бурых углей скорость первичного воздуха (по ЦКТИ) – 40 м/с, вторичного – 48 м/с.

Для АШ и тощего угля: первичный воздух – 15 м/с, вторичный – 36 м/с. Вследствие плохого зажигания АШ и тощих углей щелевые горелки (за исключением угловых грелок) применять не рекомендуется.

В многощелевой горелке выходная скорость первичного воздуха – 30–40 м/с.

Круглые горелки могут быть прямоточными и турбулентными. Прямоточные круглые горелки (рис. 9.15) распространения не получили (см. К-1 и К-2). Прimitивное выполнение горелки в виде цилиндрической трубы (К-1 и К-2) не обеспечивает полного выжига топлива и устойчивого горения. Наибольшее распространение получили турбулентные горелки системы ОРГРЭС и ТКЗ.

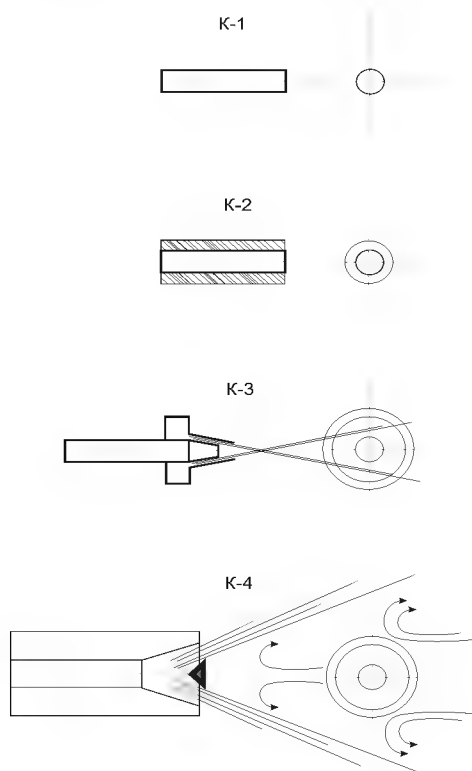


Рис. 9.15. Круглые прямоточные горелки

Горелка ОРГРЭС (рис. 9.16) применяется для сжигания топлив с малым выходом летучих (АШ и Т). Аэросмесь проходит по главной (центральной) трубе не завихряясь и встречает рассекатель. Последний обеспечивает угол раскрытия факела 120° . При этом скорость первичной смеси составляет 16–18 м/с. Таким образом, в этой горелке первичный воздух со вторичным не перемешивается. Вторичный воздух получает движение по спирали и пересекает пылевой конус. Скорость вторичного воздуха 20–25 м/с.

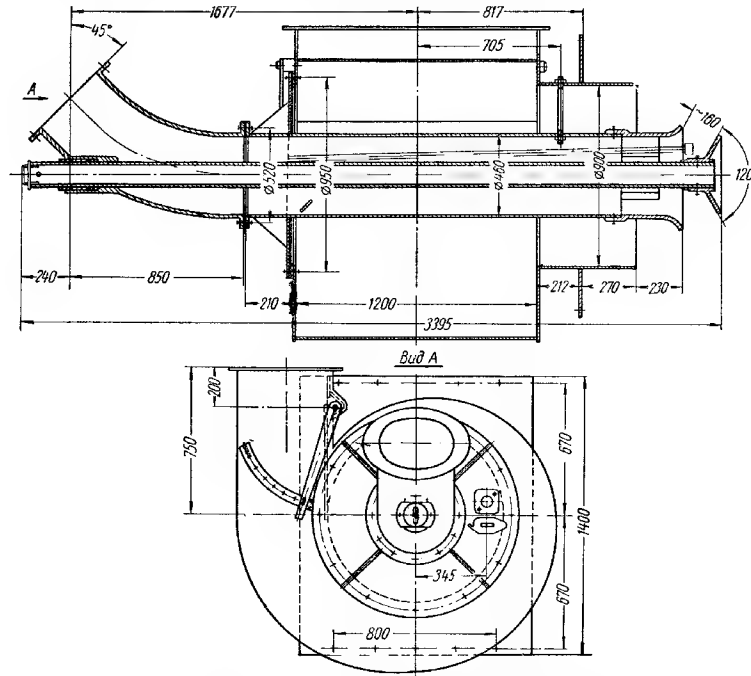


Рис. 9.16. Круглая горелка конструкции ОРГРЭС

Поскольку пыль движется с незначительным количеством первичного воздуха (для АШ – первичный воздух 15–20 %, а при углях с большим выходом летучих – до 40 %) первичная аэросмесь быстро прогревается. Быстрому прогреву способствуют горячие газы, подсасываемые к корню факела по центру раскрывающегося конуса. Дальнотойность факела регулируется положением рассекателя (который может перемещаться вдоль оси), количеством вторичного воздуха и его скоростью (при помощи языкового клапана).

Горелка обеспечивает надежное воспламенение пылевоздушной смеси непосредственно на выходе из амбразуры.

В горелке ТКЗ (рис. 9.17) в отличие от горелки ОРГРЭС происходит завихрение как вторичного воздуха, так и первичной аэросмеси. Завихрение производится при помощи улиток. Конус-рассекатель в горелках ТКЗ отсутствует. По центру горелки в центральную трубу 1 вставляется мазутная горелка 6. При растопке котла воздух подсасывается в топку через эту центральную трубу и подается к корню мазутного факела. По внутреннему кольцевому пространству 2 движется первичная аэросмесь, которая завихревается в улитке 4.

По наружному кольцевому зазору 3 движется вторичный воздух, завихреваемый в улитке 5. Закручивание первичного и вторичного потоков производится в одну и ту же сторону, но с разными скоростями. Скорости первичного и вторичного воздуха примерно те же, что и в горелках ОРГРЭС.

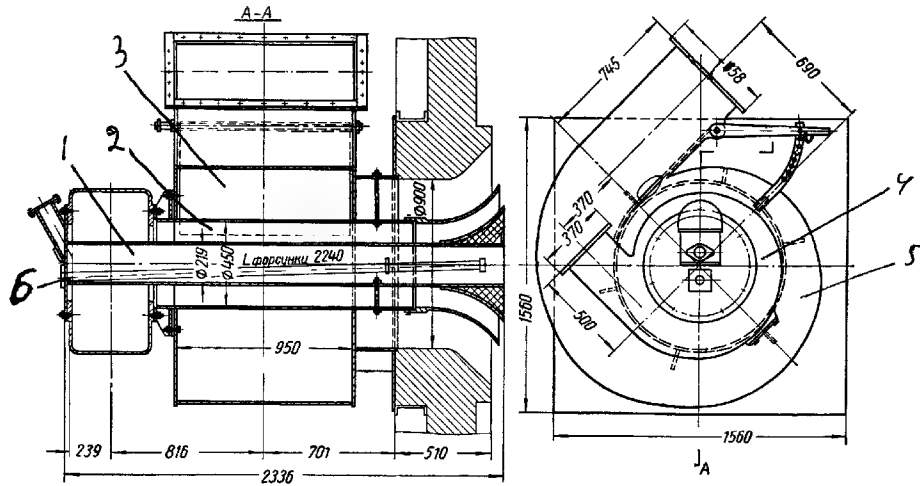


Рис. 9.17. Круглая пылеугольная горелка конструкции ТКЗ

Эти горелки нашли широкое применение не только для АШ, но и для других углей.

9.7. Работа топок с упрощенной системой пылеприготовления

Слабым местом камерных топок является большой расход энергии на пылеприготовление. Это привело к появлению таких упрощенных методов пылеприготовления, как, например, шахтные мельницы. В этих мельницах расход энергии на помол невелик, но и качество помола значительно ниже. Поэтому в топках с шахтными мельницами сжигаются в основном фрезерный торф, бурые угли и некоторые сорта каменных углей, т. е. топлива с высокой реакционной способностью, которые могут сжигаться при более грубом помоле.

Для топок с шахтными мельницами характерны вялое смесеобразование и горение. Исследования работы шахтной мельницы показали, что в результате подсасывающего действия ротора в шахте мельницы возникают два потока: восходящий – под напорной стороной ротора и исходящий – на всасывающей стороне. Это приводит к рециркуляции части аэросмеси и к увеличению средних скоростей восходящего потока. Поэтому расчетная тонкость помола, определяемая по средним скоростям аэросмеси, не соответствует действительности. В топку выносится часть пыли более грубого помола, чем расчетной. Это ухудшает процесс горения.

Результаты многочисленных исследований и опыт эксплуатации шахтных мельниц с открытыми амбразурами (рис. 9.18), установленными на мощ-

ных котлах, показали, что добиться удовлетворительного сжигания в них пыли не удастся.

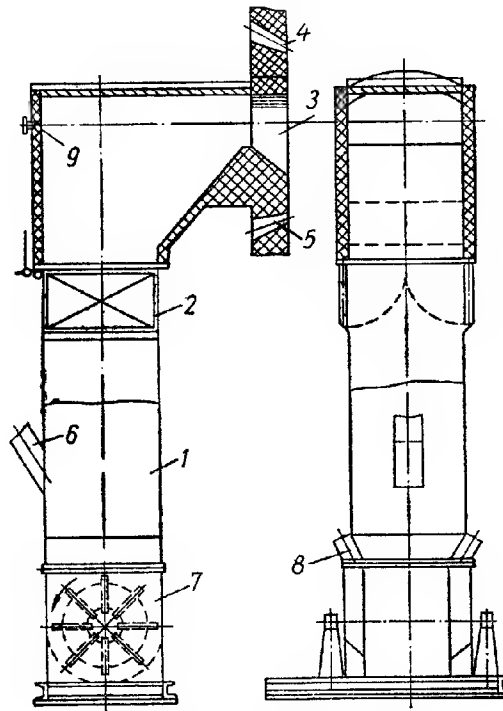


Рис. 9.18. Сепарационная шахта:

- 1 – шахта; 2 – отключающие шиберы; 3 – амбразура; 4 – верхние сопла; 5 – нижние сопла; 6 – рукав сырого угля; 7 – мельница; 8 – патрубок для входа сушильного агента; 9 – лючок

Значительное улучшение аэродинамики шахтной мельницы достигается при расположении в амбразуре шахтной мельницы рассекаателя (рис. 9.19). При наличии рассекаателя 1 поток аэросмеси рассекается на две ветви. При этом создаются условия для притока горячих газов к потоку первичной аэросмеси (см. рисунок). Кроме того, значительно увеличивается площадь теплоприемника лучистой энергии от ядра факела. Перемещение ядра факела вверх либо вниз достигается изменением подачи вторичного воздуха в шлицы – верхнего и нижнего 2. Кроме того, на положение ядра факела по высоте и глубине топки можно воздействовать шибером 3, направляя большее либо меньшее количество первичной аэросмеси вверх либо вниз.

Если в амбразуре без рассекаателей для первичной смеси рекомендовались скорости до 4–5 м, а для вторичного воздуха – до 30–35 м/с, то для амбразур с рассекаателями допускаются скорости первичной смеси до 6 м/с. Амбразуры с рассекаателями, установленные на ряде мощных топок, дали хорошие результаты.

Для улучшения аэродинамики шахтной мельницы ЦКТИ была предложена амбразура с внутренними соплами для вторичного воздуха (эжекционная амбразура, рис. 9.20).

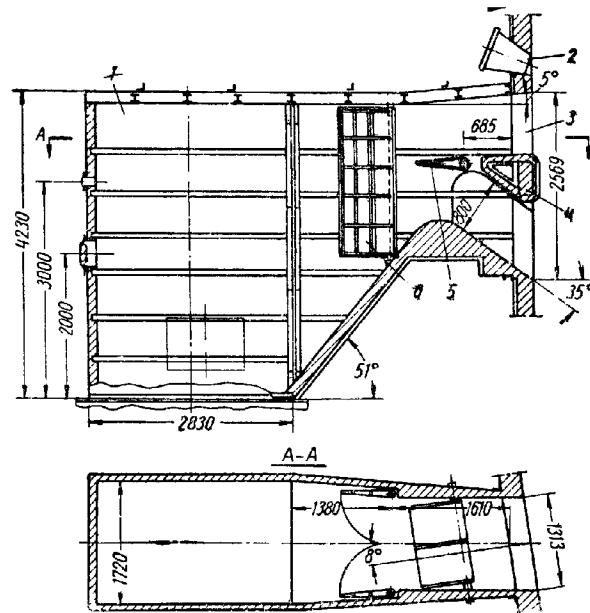


Рис. 9.19. Амбразура с горизонтальным рассекателем конструкции Подольского завода для шахтно-мельничной топки:
1 – шахта; 2 – сопло вторичного воздуха; 3 – амбразура; 4 – горизонтальный рассекатель; 5 – регулирующий шибер для распределения пылевоздушного потока; 6 – створчатый шибер

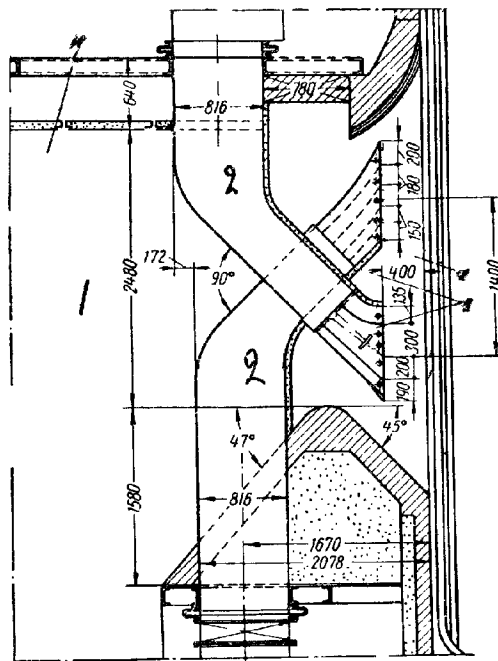


Рис. 9.20. Эжекционная амбразура конструкции ЦКТИ для шахтно-мельничной топки

Подавая вторичный воздух 2 с большими скоростями в поток первичной аэросмеси 1 и направляя его с помощью сопел в два потока, расположенных

под углом друг к другу, можно создать раскрытие потоков первичного воздуха, так как струи вторичного воздуха увлекают первичную смесь. Между двумя струями создается разрежение (в топке), что способствует подсосу горячих топочных газов к корню факела (см. рисунок).

Амбразуры следует устанавливать возможно ближе к холодной воронке, оставляя на фронтальной стене под амбразами лишь место для размещения нижних сопел.

9.8. Шлакование пылеугольных топок и борьба с ним

При высоких температурах горения в топке (1500–1600 °С и выше) почти вся зола способна расплавляться. В зависимости от того, как проводится завершающая стадия дожигания, шлак может либо затвердевать и, следовательно, удаляться в гранулированном виде, для этого используются холодные воронки, либо в нижней части топки сооружаются специальные окна для выпуска жидкого шлака. Нормальный ход топочного процесса может быть нарушен либо неправильным эксплуатационным режимом топки, либо неправильным конструктивным оформлением топки. Процесс шлакования заключается в том, что на внутренних поверхностях топки образуются твердые наросты, которые непрерывно увеличиваются. Они образуются в том случае, если температура стенки футеровки равна температуре затвердевания шлака. С течением времени размеры наростов увеличиваются и по весу. В результате вес нароста преодолевает силы сцепления нароста с футеровкой. Нарост отрывается от футеровки, разрушает ее и с большой высоты падает, повреждая холодную воронку, деформирует экранные трубы.

Если газы, покидающие топку, имеют температуру выше температуры размягчения золы, то расплавленный шлак, который содержится в продуктах горения, будет прилипать к трубам и зашлаковывать их. Это приводит к таким последствиям:

- нарушает нормальный режим работы котлоагрегата, так как ухудшаются условия теплопередачи;

- понижается паропроизводительность;

- повышается температура перегретого пара;

- вследствие неравномерности шлакования по ширине котла возникают тепловые перекосы. Это приводит к тому, что различные трубки пароперегревателя работают в разных условиях. В тех змеевиках, которые выдают пар повышенной температуры, резко повышается температура стенки трубы. Происходит разверка температур по змеевикам, что может привести к разрыву трубки;

- шлакование приводит к значительному снижению эксплуатационной надежности всего агрегата;

- учащаются остановки для расшлаковки котла;

- уменьшается охлаждающее действие лучевоспринимающих поверхностей, что усиливает шлакование.

Шлакование возникает главным образом в камерных топках при сжигании угольной пыли. Вся зола топлива находится в топочном пространстве. Опасность шлакования тем больше, чем выше приведенная зольность и чем ниже температура плавления золы.

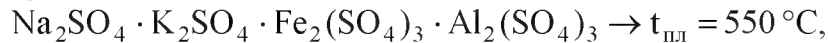
Для предупреждения шлакования принимаются следующие меры.

1. Конструктивные мероприятия

- Газы, покидающие топку, необходимо охлаждать до температуры на 50-70° ниже температуры размягчения золы. Это достигается соответствующим развитием экранных поверхностей. Почти для всех наших топлив эта температура 1100 °С.

При сжигании некоторых углей (например канско-ачинских) наблюдается фазовое плавление минеральной части.

Легкоплавкие эвтектики могут возникнуть на основе хлоридов щелочей, сульфидов серы и железа:



Пиросульфаты: $\text{K}_2\text{S}_2\text{O}_7$ и $\text{Na}_2\text{S}_2\text{O}_7$ – плавятся при 300–400 °С. Восстановление Fe_2O_3 до FeO также снижает температуру плавления.

- В больших топках, работающих при повышенных тепловых напряжениях топочного объема, необходимо устанавливать дополнительные лучевоспринимающие поверхности нагрева. Если эти поверхности не могут разместиться на поверхности стен, то устанавливаются так называемые экраны двухстороннего освещения.

Установка экранов преследует цели: предупредить шлакование стен, защитить футеровку от разъедания шлаками, поглощать тепло, выделяющееся при горении.

2. Эксплуатационные мероприятия

- Устанавливать правильный эксплуатационный режим топки в соответствии с сортом сжигаемого топлива (установить α_1 , соотношение между первичным и вторичным воздухом, а также необходимые скорости выхода воздуха в топку, тонкость помола и др.).

- Осуществлять равномерное питание топки топливом и воздухом и полное использовать объем топочного пространства.

- Устанавливать правильное соотношение между количеством пыли и воздуха по отдельным горелкам.

- Осуществлять своевременную очистку топки от шлака.

- Стремиться работать при отсутствии химического недожога ($\text{CO} = 0$), особенно у стен, так как присутствие CO у стен снижает температуру плавления золы.

- Не допускать повышение температуры газов у стен топки. Нужно правильно располагать ядро факела в топке. Так, например, при твердом шлакоудалении ядро факела нужно держать в геометрическом центре топки и топоч-

ный процесс нужно вести так, чтобы факел топки не касался стен топочной камеры.

9.9. Топки с жидким шлакоудалением

В отличие от топок с твердым шлакоудалением в топках с жидким шлакоудалением температуру в нижней части топочной камеры поддерживают такой, чтобы обеспечить не только полное расплавление шлаков, но и удаление их в жидком виде через летку. Необходимо, чтобы его температура градусов на 100 превышала температуру его жидкоплавкого состояния ($t_{\text{жпл}} + 100$), а температура факела должна быть градусов на 100 выше температуры шлака.

Схемы пылеугольных топок с жидким шлакоудалением приведены на рис. 9.21, 9.22. Их выполняют в виде двухкамерных и однокамерных.

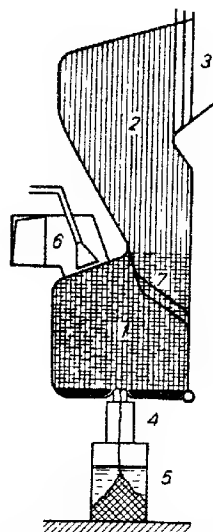


Рис. 9.21. Схема двухкамерной топки с жидким шлакоудалением:

1 – камера сгорания и плавления; 2 – камера охлаждения; 3 – котельный пучок; 4 – под камеры сгорания; 5 – водяная ванна для грануляции шлака; 6 – горелки; 7 – шлакоулавливающая решетка

В двухкамерной топке (рис. 9.21) топливо через горелку 6 поступает в камеру 1, стены которой покрыты ошипованными и футерованными (утепленными) экранными трубами. В камере 1 при горении развивается высокая температура, обеспечивающая плавление шлака. Над первой камерой располагается вторая камера 2, в которой происходит охлаждение газа и содержащегося в нем расплавленного шлакового уноса. Камера охлаждения имеет обычные гладкие экранные трубы.

Камеры плавления и охлаждения разделены шлакосепарирующим пучком труб 7, выполненным из разведенных ошипованных труб, имеющих огнеупорную футеровку. Шлак (жидкий) удаляется через летку.

В однокамерной топке с жидким шлакоудалением (рис. 9.22, *а*) шлако-сепарационный пучок труб отсутствует. Камера охлаждения является непосредственным продолжением камеры плавления и отличается от нее тем, что экраны в ее пределах не ошипованы и не покрыты огнеупорной футеровкой. Весь низ топки от пода до горелок и выше них на 1–2 м утепляют с помощью ошипованных экранов с набивкой на них хромитовой массы.

В нижней части топки установлены угловые горелки. В отличие от топок с твердым шлакоудалением здесь горелки располагают значительно ниже с целью повышения температуры в районе шлаковой ванны.

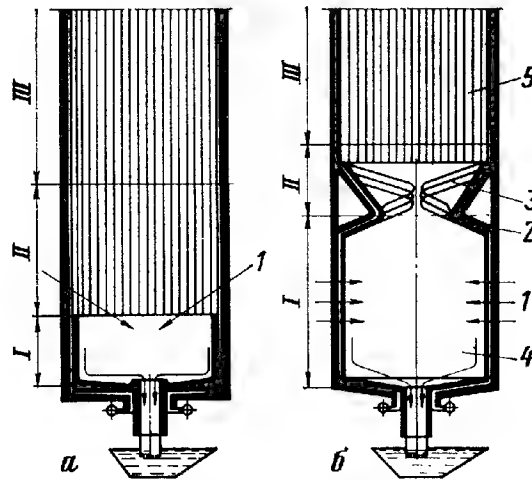


Рис. 9.22. Распределение зон состояния шлака и золы в топках с жидким шлакоудалением:

а — однокамерная открытая топка; *б* — однокамерная полукрытая топка (с пережигом); I — зона расплавленного (жидкого) состояния шлака; II — зона вязкого состояния шлака; III — зона гранулированного состояния шлака; 1 — подача топлива; 2 — пережиг; 3 — шлакоулавливающий пучок труб; 4 — камера горения; 5 — камера охлаждения

На рис. 9.22, *б* представлена схема топки с жидким шлакоудалением “с пережигом”. В этой конструкции легче достигается высокая температура ниже пережигателя, необходимая для обеспечения жидкого шлакоудаления.

Из камеры плавления шлак через летку стекает в шлаковый комод, где гранулируется водой.

Под топки может быть “горячим”, т. е. не иметь охлаждения, кроме змеевиков в пороге летки, или “холодным”, когда весь под топки охлаждается трубами настенных экранов (рис. 9.23). Во втором случае при температурном удлинении экранов вниз должен перемещаться и под, что осуществляется либо установкой специальных пружинных опор под подом, либо подвеской пода к экранным трубам. “Горячий” под обычно покоится на неподвижной металлоконструкции.

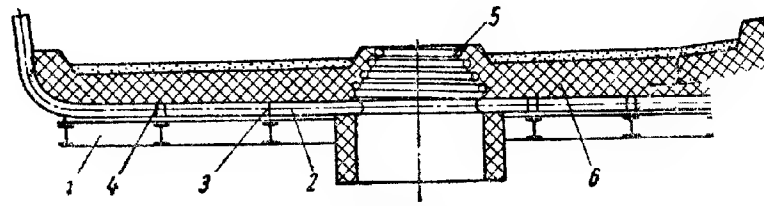


Рис. 9.23. Охлаждаемый (‘‘холодный’’) под:

1 – каркас топки; 2 – экранные трубы; 3 – неподвижное крепление; 4 – подвижное крепление; 5 – охлаждающий змеевик летки; 6 – обмуровка пола

Надежность работы топки с жидким шлакоудалением во многом зависит от устройства летки. В современных котлах летка снабжается охлаждающими змеевиками. Края летки в виде порога возвышаются над подом. Шлак, накапливаясь, переливается через край в летку.

В отличие от топок с твердым шлакоудалением, где в топочной камере осаждается всего 5–10 % всей золы, в топках с жидким шлакоудалением осаждается 30–40% в однокамерных топках и до 60–70 % в двухкамерных. Повышенное выделение шлака в топке с жидким шлакоудалением объясняется наличием на футерованных стенах жидкой липкой пленки шлака, на которой хорошо удерживаются попавшие на нее частицы. Более высокое улавливание шлака в двухкамерных топках объясняется наличием шлакоулавливающего пучка между I и II камерами, стенки труб которой также футерованы и покрыты пленкой шлака. Уловленный шлак свободно стекает по стенкам футерованных труб в шлаковую ванну. Повышенное улавливание шлака в топках с жидким шлакоудалением вызывается также повышенной агломерацией расплавленных частиц в топочном объеме.

В топках с жидким шлакоудалением наблюдается селективное (выборочное) плавление компонентов золы, что приводит к тому, что газы в верхней части топки содержат более тугоплавкие составляющие.

Примером селективного выделения отдельных компонентов минеральной части в топочной камере могут служить канско-ачинские угли.

Опытами, проведенными ОРГРЭС на промышленных агрегатах, установлено, что при работе однокамерных топок с жидким шлакоудалением наблюдается меньшая шлакуемость котельного пучка по сравнению с топками с твердым золоудалением.

Более высокое золоулавливание в топке приводит к снижению золосодержания газов и к уменьшению загрязнения труб отлагающейся золой.

Благодаря повышенным температурам в области факела уменьшается длительность процесса воспламенения и горения и улучшается выжиг топлива. При проектировании топок с жидким шлакоудалением потеря тепла от механического недожога (q_4) принимается в размере 50 % от q_4 при гранулированном шлакоудалении.

Рекомендуется принимать следующие значения коэффициентов избытка воздуха в конце топки: в однокамерных топках с жидким шлакоудалением $\alpha_T =$

1,15–1,2; в конце первой камеры двухкамерной топки $\alpha_T = 1,1-1,15$; на выходе из топки с утепленной воронкой (см. описание ниже) $\alpha_T = 1,25$ (на АШ). То есть коэффициент избытка воздуха в топках с жидким шлакоудалением несколько ниже, чем с твердым, это также сказывается на повышении КПД котла (за счет уменьшения потери q_2).

При жидком шлакоудалении имеют место более высокие тепловые напряжения топочного объема. Так, в однокамерных топках при сжигании каменных углей допускаются тепловые напряжения $\frac{Q_T}{V_T}$ до $800 \cdot 10^3$ кДж/м³·ч, а

среднее тепловое напряжение двух топок в двухкамерной топке – до $1000 \cdot 10^3$ кДж/м³·ч (смотри нормы).

В топках с жидким шлакоудалением создаются условия для резкого снижения присоса воздуха в нижней части топки, так как наличие монолитного пода уменьшает неплотности.

В топках с жидким шлакоудалением потеря с физическим теплом шлака довольно велика. При многозольном топливе эта потеря может достигать 2–3 %. Это один из недостатков топок с жидким шлакоудалением.

Жидкий и подвижный шлак активно разъедает огнеупорные материалы. Для устранения этого на подду поддерживается слой шлака порядка 200 мм. Нижняя часть слоя охлаждается, загустевает или даже застывает. Это предохраняет под от разъедания.

Одним из недостатков топок с жидким шлакоудалением является ограничение минимальной нагрузки переходом шлака из жидкого в тестообразное и даже в твердое состояние.

Вытекание шлака из летки может прекратиться также при попадании в шлак большого количества несгоревших частиц углерода, так как последний резко увеличивает вязкость шлака.

В настоящее время основным недостатком топок с жидким шлакоудалением является образование окислов азота, вредно воздействующих на живые организмы. Эти окислы начинают образовываться при температуре выше 1400 °С. Увеличение избытка воздуха способствует образованию окислов азота.

9.10. Растопка пылеугольных топок

В работающем котле воспламенение аэросмеси, поступающей из горелок, происходит за счет тепла, получаемого от факела. В котле, пускаемом вновь или после временной остановки, для доведения аэросмеси до температуры воспламенения необходим посторонний источник тепла. Иногда растопочные устройства служат и рабочим резервом (при минимальных нагрузках, когда горение неустойчиво).

Типы растопочных устройств:

1. Газовые горелки – могут служить растопочным устройством при наличии на предприятии газа (природного, доменного либо коксового).

2. Мазутные горелки, которые обычно встраиваются в пылеугольную горелку. Производительность растопочных мазутных горелок должна обеспечивать 25 % нагрузки котла при работе на топливе с большим выходом летучих и 50 % нагрузки – при топливе с малым выходом летучих. Конструкция мазутных горелок подробно рассмотрена ниже, в главе 11.

3. Для розжига котла иногда применяются муфельные горелки (рис. 9.24). Муфель представляет собой стальной короб, футерованный внутри шамотным кирпичом. На рисунке представлен выносной муфель с колосниковой решеткой, располагающейся в его нижней части 1. На одной из боковых стенок – дверца для загрузки кускового топлива 2 с фронта – сопло для подвода пыли 3, под решеткой – подвод воздуха 4. Растопка муфеля производится обычно древесными отходами, загружаемыми через дверцу 2. После того, как муфель раскален, в него подается аэрозоль 3. Часть более крупной пыли выпадает на решетку на горящий слой топлива и поддерживает горение в слое. Мелкие фракции пыли воспламеняются и поступают непосредственно в топку. Здесь пылевой факел используется вместо мазута. Муфели работают хорошо на топливах с выходом летучих более 20 %.

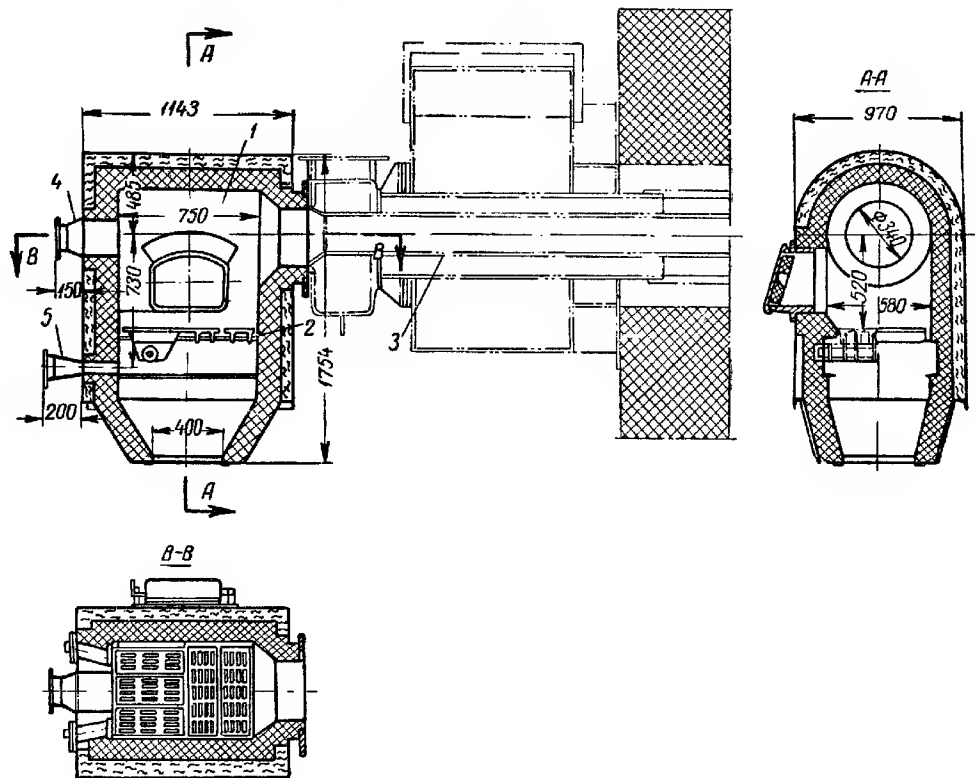


Рис. 9.24. Горелка муфельная встроенная:

1 – муфельная камера; 2 – колосниковая решетка; 3 – отводящая труба в топку; 4 – подача пылевоздушной смеси; 5 – подача воздуха

Количество тепла, выделяемого муфелем, должно быть достаточным для подогрева всего воздуха, идущего для сгорания, всей пыли и для доведения смеси до воспламенения.

Скорость газов на выходе из муфеля – 18–20 м/с. Муфельные горелки должны располагаться так, чтобы их пламя поджигало пылевоздушную смесь, выходящую из основных горелок.

$$\text{Тепловое напряжение муфеля при } \alpha = 1 \frac{Q}{V} = (20 - 25) \cdot 10^6 \text{ кДж/м}^3 \cdot \text{ч.}$$

Число муфельей определяется паропроизводительностью котлов. При $D \leq 75$ т/ч – один муфель, $D > 75$ т/ч – два муфеля.

До пятидесятих годов прошлого столетия мазут в нашей стране был дефицитным. В тот период муфельные растопочные горелки получили широкое распространение. Позднее, в связи с резким увеличением добычи нефти, количество получаемого мазута резко возросло, а его цена снизилась. Это позволило почти полностью перевести растопку паровых котлов ТЭС на мазутные форсунки и отказаться от применения муфельных горелок, сжигающих дрова и кусковое топливо, что сократило применение ручного труда. Из крупных ТЭС муфельные горелки сохранились только на Красноярской ТЭЦ-1 и Южно-Уральской ГРЭС.

Растопку котлов, а также подсветку факела для стабилизации горения в большинстве случаев в настоящее время производят включением растопочных мазутных горелок. Они удобны в эксплуатации, позволяют полностью механизировать процесс растопки, но при этом расходуется много мазута, в последнее время сильно подорожавшего. В связи с повышением цен на нефтепродукты актуальность задачи сокращения расхода мазута либо полного отказа от него резко возросла.

В России разработана конструкция плазменных растопочных горелок. Они состоят из камеры, по которой в котел подается пылевоздушная смесь. Вдоль камеры размещены два стержневых электрода, между которыми с помощью подвижного плазмотрона-запальника возбуждается мощная электрическая дуга. Последняя нагревает пылевоздушную смесь. Выделяющиеся летучие воспламеняются. Температура газовой струи на выходе из плазмотрона составляет 3500–5400 °С. При такой температуре очень быстро происходит не только термическое разложение топлива и воспламенение летучих, но и воспламенение коксовой основы.

После выхода такой струи в топочную камеру наблюдается устойчивое горение факела. Однако высокая температура вызывает быстрый износ стержневых электродов, требуется частая их замена. Для работы плазменной горелки необходима система водогазоснабжения, а также достаточно сложная система преобразования энергии. Кроме того, горелки оказались достаточно дорогими.

По имеющимся сведениям комплект плазменной горелки мощностью 50–200 кВт стоит более 20 тыс. долларов, поэтому они получили ограниченное применение в местах, где цена мазута высока. Так, в 1989–99 гг. такие уста-

новки испытаны на котлах БКЗ-160 Алма-Атинской ТЭЦ-3, котлах ТП-230 Мироновской ГРЭС (Украина), Новосибирской ТЭЦ-2, Гусино-Озерской ГРЭС и др.

Наиболее простым и дешевым способом растопки в настоящее время является применение муфельных горелок с использованием вместо дров небольшого количества мазута. Эта горелка мало отличается от приведенной ранее (рис. 9.24). При том же объеме муфеля в нем отсутствует колосниковая решетка. Вместо дров сжигается небольшое количество мазута (эквивалентное по теплотворности сжигавшимся ранее дровам). За счет небольшой мазутной форсунки раскаляется муфель и в него подается пылевоздушная смесь. Температура на выходе из муфеля 1000–1100 °С. При этой температуре происходит термическая подготовка и воспламенение смеси до выхода из муфеля.

Установка растопочного муфеля такой конструкции на котле БКЗ-420 Красноярской ТЭЦ-2 оказалась эффективной. Расход мазута при чисто мазутной растопке изменялся в топках, при использовании муфеля – сотнями килограммов.

Если при работе на малых нагрузках в котле с жидким шлакоудалением приходилось включать “подсветку” мазутом (для обеспечения устойчивого вытекания шлака), то при наличии муфеля его включение позволяет работать без мазутной подсветки.

9.11. Циклонный принцип сжигания топлива

В топках современных камерных котлов главным препятствием на пути к интенсификации горения является медленный, происходящий по законам диффузии, подвод кислорода к поверхности горящей пылинки, не обеспечивающий полного выгорания пылинки за время ее нахождения в топке. Ввиду этого приходится идти на увеличенные объемы топки.

При разработке котельных агрегатов новых типов, в частности топок работающих по циклонному принципу, ставились следующие задачи.

1. Достижение высокой экономичности за счет снижения потерь.
2. Достижение максимального шлакоулавливания.
3. Значительное сокращение размеров и веса котла.
4. Механизация шлакоудаления.
5. Возможность экономичного сжигания любых топлив.

Все эти поставленные задачи почти полностью разрешаются в циклонных топках.

Циклонный принцип организации горения твердого топлива в СССР был предложен Г. Ф. Кнорре еще в начале 30-х годов. Первой промышленной топкой с жидким шлакоудалением с горизонтальной циклонной камерой в СССР была топка системы Ковригина, работающая с 1950 г. под котлом Д-25 т/ч.

В настоящее время в промышленности применяются различные типы горизонтальных и вертикальных циклонных топок для сжигания мелкодробного топлива или грубой пыли как с жидким, так и с твердым шлакоудалением.

ем. На рис. 9.25 представлена принципиальная схема горизонтальной циклонной топki с жидким шлакоудалением. Топливо (дробленка с размером частиц до 2–10 мм либо грубая пыль) подают в циклонную камеру с первичным воздухом 2 в данном варианте через улитку в центральной части камеры. Вторичный воздух 4 подают в камеру тангенциально через сопла – щели с большой скоростью (100–120 м/с). Это требует давления воздуха порядка 600–900 мм в.ст., но подобный подвод вторичного воздуха обеспечивает завихрение потока в камере и отбрасывание топливных частиц на ее стенки. Количество вторичного воздуха в зависимости от конструкции топki и сорта топлива составляет 10–25 %.

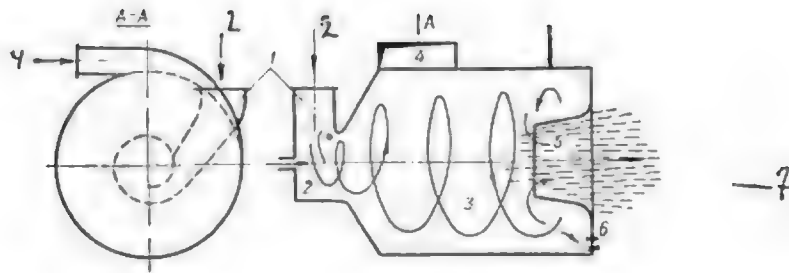


Рис. 9.25. Схема циклонной топki:

1 – вход дробленого топлива с первичным воздухом; 2 – входная камера циклона; 3 – камера горения (циклон); 4 – подвод вторичного воздуха; 5 – выходная горловина для продуктов горения; 6 – шлаковая летка; 7 – камера дожигания

Развивающаяся в циклонной камере высокая температура (1700–1800 °С) приводит к расплавлению золы и образованию на стенках шлаковой пленки. Жидкий шлак вытекает из камеры через летку 6. Отбрасываемые на стенки свежие частицы топлива прилипают к шлаковой пленке и интенсивно выгорают при обдувании их воздушным потоком.

В выходной части циклонной камеры имеется пережим-ловушка, через которую продукты горения поступают в камеру дожигания 7. Наличие пережима приводит к уменьшению уноса. Крупные частицы циркулируют в циклонной камере до полной газификации. Выносимые из циклона мельчайшие частицы топлива догорают в камере дожигания. Поэтому в циклонных камерах полнота сгорания частиц не зависит от длины факела.

Крупная топливная крошка уже не подчиняется законам витания. Скорость обтекания ее поверхности газом несколько меньше, чем при неподвижном слое, но значительно больше, чем скорость витания (в камерных топках). Следовательно, теплообмен на поверхности частицы значительно интенсифицируется. Поэтому циклонным топкам свойственны высокие тепловые напряжения. Так, для горизонтального циклонного предтопка $(12\text{--}25) \cdot 10^6$ кДж/м³·ч при малом избытке воздуха $\alpha = 1,05\text{--}1,1$ в конце предтопка и 1,15 – в конце камеры охлаждения.

Запас топлива в объеме топки при вихревом принципе несколько меньше, чем при слоевом, и значительно больше, чем при факельном. Это придает известную устойчивость горению сближающую его с слоевым процессом.

Аэродинамическая картина потока в циклонной камере отличается сложностью (рис. 9.26). Аэродинамика складывается из относительного перемещения нескольких вихрей:

1 – основной вихрь, примыкающий к стенкам камеры и движущийся от средней плоскости шлиц 5 к обоим торцам;

2 – кольцевой обратный ток, примыкающий к основному вихрю и движущейся от выходного к входному торцу;

3 – выходной вихрь, примыкающий к кольцевому обратному току, перемещается от входного к выходному торцу;

4 – осевой обратный ток, поступающий в камеру вследствие образования в приосевой области разрежения. Этот ток состоит из горячих газов и способствует воспламенению свежих порций топлива.

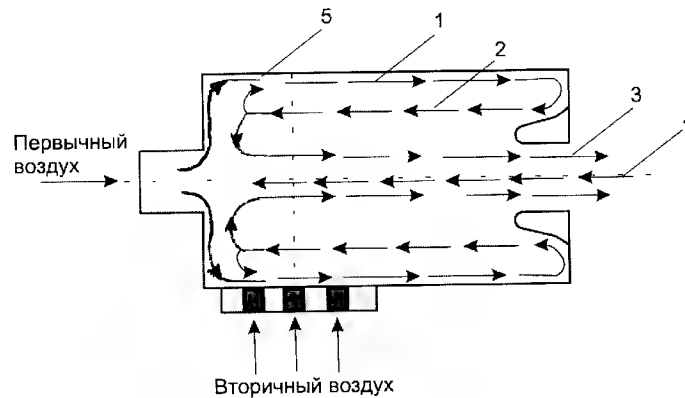


Рис. 9.26. Аэродинамическая схема движения потоков газов в циклонном предтопке

Как уже указывалось выше, в настоящее время работают циклонные топки различных конструкций: вертикальные и горизонтальные на различных фракциях топлива от дробленки (5–6 мм) до крупной пыли ($R_{88} = 40-45\%$ и $R_{200} = 15-20\%$). Результат эксплуатации показал следующие преимущества циклонных топок:

1. Высокое тепловое напряжение топочного объема, измеряемое несколькими миллионами $\text{кДж/м}^3 \cdot \text{ч}$: $(20-25) \cdot 10^6$ – для циклонных топок и $(800-900) \cdot 10^3$ – среднее для двух камер при вертикальном предтопке.

2. Улавливание в пределах камеры и удаление в жидком виде 85–90 % золы топлива.

3. Возможность работы с малым избытком воздуха ($\alpha = 1,05-1,1$), что приводит к снижению потери тепла с уходящими газами.

4. Возможность работы на дробленом топливе или пыли грубого помола, что позволяет упростить систему пылеприготовления и снизить расход электроэнергии на пылеприготовление.

5. Уменьшение потери от механического недожога (ввиду неограниченного пребывания частиц в топке) и химического недожога (ввиду хорошего пребывания смесеобразования). В сумме эти потери составляют всего 0,3–0,5 %.

К основным недостаткам циклонных топок следует отнести:

- 1) затруднение при сжигании углей с малым выходом летучих, а также высоковлажных углей;
- 2) увеличение потери с физическим теплом шлака (более 2 %);
- 3) повышенный расход энергии на дутье.

Для топок с горизонтальными циклонными предтопками рекомендуется применять дробленку углей с выходом летучих на горючую массу не менее 18–20 % с приведенной зольностью не более 6 %/Мкал, температурой плавления золы 1450–1500 °С. Таким образом, эта топка не пригодна для АШ, ПА, Т. Положительный опыт применения горизонтальных циклонов на каменных углях имеется в США (например блок № 3 ст. Парадайс). Котельные агрегаты с горизонтальными циклонными предтопками обладают широким диапазоном регулирования нагрузки. При этом выключается часть предтопков (аналогично вертикальным предтопкам, см. ниже). Горизонтальные циклонные предтопки отличаются высокой степенью шлакоулавливания. Так, при работе на дробленке, по данным зарубежной практики и ЦКТИ, – до 85 и 90 %. Высокое шлакоулавливание позволяет повысить скорость в конвективных газоходах котла. Это упрощает систему золоочистки котла ввиду уменьшения заноса золой поверхностей нагрева.

Преимущество – отключение циклонов и глубокое снижение нагрузки.

9.12. Пневматические топки ЦКТИ – Шершнева и ЛПИ - Померанцева

К вихревым топкам относятся пневматические топки А. А. Шершнева (рис. 9.27). Топку условно делят на 3 части:

- 1 – предтопок – не экранирован;
- 2 – камера горения – экранирована;
- 3 – камера дожигания.

Циркуляция частиц в топочной камере происходит за счет вихрей, образуемых в топке, имеющей своеобразную конфигурацию. Топливо с 15 % воздуха – первичного, поступает через горелки 4. В качестве топлива – фрезерный торф либо бурый уголь. Навстречу движению топлива направлена струя вторичного воздуха 6. Мелкие частицы подхватываются в верхней части и выносятся в камеру догорания. Крупные частицы подхватываются струей воздуха внизу, где его скорость велика, и выносятся в топочную камеру. Постепенно скорость газов падает, и частицы выпадают из потока. Образуется вращающийся вихрь с горизонтальной осью вращения (см. рисунок). Крупные частицы вращаются до тех пор, пока не распадутся на мелкие, после чего также вы-

носятся в камеру догорания. Наиболее крупные частицы выпадают на колосниковую решетку 5, где и сгорают.

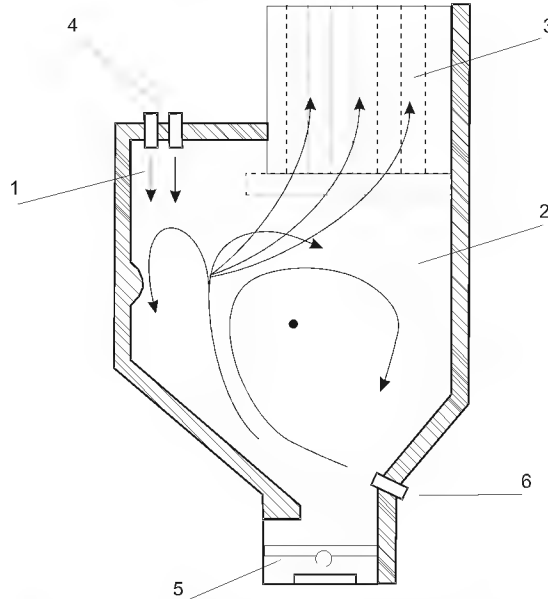


Рис. 9.27. Пневматическая топка ЦКТИ – Шершнева и ЛПИ – Померанцева

Для создания в камере вихрей основное количество воздуха подается в устье воронки топки со скоростью 30–40 м/с через щель-сопло 6.

Тепловое напряжение топочного объема пневматических вихревых топок составляет $\frac{Q}{V} = (400–1300) \cdot 10^3$ кДж/м³ · ч при $\alpha = 1,25$. Потери тепла $q_3 + q_4 = 3–5$ % (для фрезерного торфа). Топки в основном применяют в котлах малой и средней мощности для сжигания фрезерного торфа, опилок, бурых украинских углей.

При работе на бурых углях с $W^r = 45–55$ % и $A^r = 20$ % на котлах с $D = 30–35$ т/ч получен $\eta \approx 80$ %.

В ЛПИ под руководством д-ра техн. наук, проф. Померанцева эта схема была доработана. В новом исполнении топки с низкотемпературным вихрем рекомендуются к применению под котлами большой мощности при сжигании не только торфа, но также бурых и каменных углей.

10. ПОДАЧА ЖИДКОГО И ГАЗООБРАЗНОГО ТОПЛИВА К ПАРОГЕНЕРАТОРАМ

10.1. Приемные устройства мазута

На электростанцию мазут доставляют железнодорожным либо водным транспортом, а иногда по трубопроводам. Чаще всего поступает мазут по железной дороге в цистернах. Прибывает он на электростанцию с температурой

ниже температуры застывания, слить его из цистерны даже летом невозможно без подогрева. Последнее является причиной длительных простоев цистерн, трудности опорожнения и зачистки.

Теплопроводность мазута невелика, поэтому разогреть его на большую глубину (диаметр цистерн 2600–2800 мм) при наружном подогреве за короткое время невозможно. Для повышения эффективности слива мазута на электростанциях применяют комбинированный обогрев в тепляках: в начальный период – облучением от трубчатых панелей, обогреваемых паром 200 °С, после слива основной массы – струями горячего воздуха (~ 125 °С).

Тепляк разделен на отдельные секции вместимостью по 10 цистерн каждая, что позволяет создавать в них индивидуальный режим обогрева и слива. Мазут сливают в расположенный под железнодорожными путями лоток. Приемный лоток по дну и боковым сторонам обогревается паром.

Реже применяют другие методы слива: специально оборудованные для мазута цистерны с паровой рубашкой; разогрев мазута непосредственно вводом пара (обводнение мазута), размыв мазута горячими струями топлива (рециркуляционный нагрев), слив под давлением пара или воздуха, слив с разогревом мазута виброподогревателями и др.

10.2. Технологическая схема подготовки мазута

Различают основное и растопочное хозяйство. Первое сооружают при сжигании мазута в качестве основного или резервного топлива, второе – когда мазут используется при растопке и для поддержания пылевого факела при малых нагрузках парогенератора.

К технологической схеме подготовки мазута предъявляют высокие требования по надежности, так как даже кратковременное прекращение подачи мазута немедленно приводит к остановке парогенераторов. Схема должна быть достаточно простой и обеспечивать надежный резерв оборудования.

Технологический тракт подготовки мазута на электростанции, сжигающей его в качестве основного или резервного топлива при механическом распыливании, включает: приемно-сливное устройство (сливные эстакады с желобами, приемные резервуары с погружными перекачивающими мазут насосами), основные резервуары для хранения постоянного запаса мазута, мазутно-насосную и мазутопроводы.

Подготовка мазута перед сжиганием заключается в удалении механических примесей, повышении давления и подогрева, необходимых по условиям транспорта по трубопроводам от приемно-сливного устройства до парогенераторов и распыления его в форсунках (рис. 10.1).

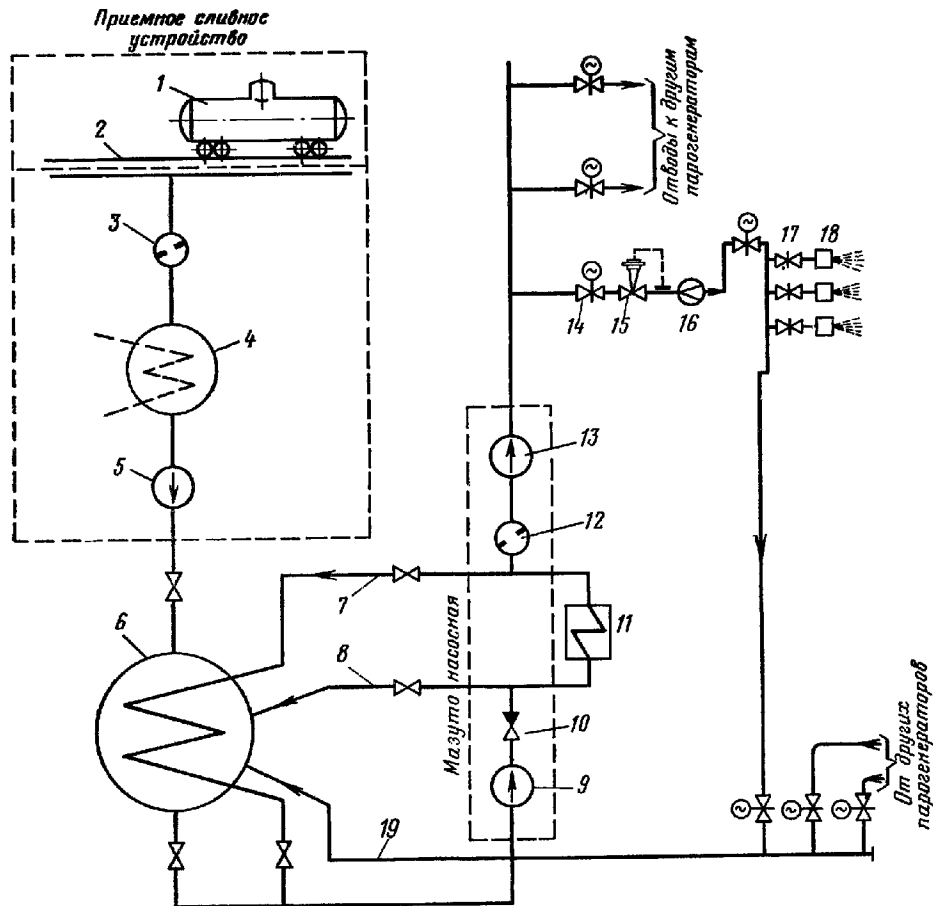


Рис. 10.1. Технологическая схема подготовки мазута на электростанции:

1 – цистерна с мазутом; 2 – сливное устройство; 3 – фильтр грубой очистки; 4 – сливной резервуар с подогревом; 5 – перекачивающий насос; 6 – основной резервуар; 7, 8 и 19 – линии рециркуляции; 9 – насос первого подъема; 10 – обратный клапан; 11 – подогреватель мазута; 12 – фильтр тонкой очистки; 13 – насос второго подъема; 14 – запорная задвижка; 15 – регулятор расхода; 16 – расходомер; 17 – задвижка; 18 – форсунка

В приемном баке 4 мазут подогревается до 60–70 °С, затем забирается погруженными перекачивающими насосами 5, позволяющими отказаться от дорогостоящих подземных сооружений мазутного хозяйства, и подается ими в наземные железобетонные резервуары с рециркуляционным подогревом 6. Далее мазут отбирается из нижнего объема резервуара и прокачивается насосом 9 через внешний подогреватель 11 и снова сбрасывается в резервуар. Вместе с циркулирующим мазутом из резервуара выносятся загрязнения. Недостаток циркуляционного подогрева – повышенный расход электроэнергии на его перекачку.

Газовый объем резервуара снабжается вентилирующим патрубком для сообщения с атмосферой. В целях поддержания постоянного давления на перекрытии резервуаров устанавливают дыхательные и предохранительные клапаны. Предусматривается дистанционный контроль уровня и температуры с

установкой датчиков в резервуаре и вторичных приборов в мазутонасосной. Устанавливается сигнализатор наивысшего уровня.

С целью контроля качества мазута (теплоты сгорания, обводнения, вязкости, зольности и содержания в золе ванадия) из разных уровней резервуара отбирают пробы. Применяются автоматические пробоотборники, состоящие из дозирующего клапана, исполнительного механизма и реле времени, включающего и отключающего клапан. Для регистрации и сигнализации содержания воды в мазуте применяют приборы, работа которых основана на различной диэлектрической проницаемости воды и мазута, отличающихся друг от друга при атмосферном давлении примерно в 30 раз.

Каждый резервуар оборудуется молниеотводом.

Из основных резервуаров мазут забирается насосами. Обычно применяют схему с двумя ступенями давления. Ступень низкого давления создается насосами первого подъема 9, ступень высокого давления – насосами второго подъема 13. Низкое давление насосов первого подъема упрощает конструкцию подогревателей и фильтров и обеспечивает подачу мазута в насосы II ступени подъема, которые развивают уже полное рабочее давление. Насосы преимущественно центробежного типа. Производительность насосов I ступени выбирается с расчетом 50 % рециркуляции мазута в пределах мазутного хозяйства, а насосов II ступени – с учетом дополнительного расхода на рециркуляцию мазута в контурах парогенераторов.

Механические примеси отражаются на работе распыливающих устройств. Из-за износа резко снижается срок службы. Для удаления механических примесей устанавливаются фильтры тонкой очистки (12) после подогревателей, так как более подогретый и поэтому менее вязкий мазут позволяет осуществить более глубокую очистку при меньшем гидравлическом сопротивлении.

В зависимости от вязкости температура подогрева мазута 80–100 °С. Для вязкого мазута М 100, обычно сжигаемого на электростанциях, температура подогрева до 140 °С, а для М 200 – до 160 °С.

От насосной к парогенераторам мазут подводится, как правило, по двум наземным магистралям, каждая из которых рассчитывается на 75 % расхода с учетом рециркуляции. Во избежание охлаждения мазутопровод заключают в общую изоляцию с паропроводом.

В схеме предусмотрена обратная линия 19, обеспечивающая постоянную циркуляцию мазута даже при отключении парогенератора, что исключает застой и застывание мазута.

На случай падения давления в напорных мазутопроводах при выходе из строя какого-либо мазутного насоса предусматривают устройство автоматического ввода резервных насосов.

Особенностью мазутного топлива является взрыво- и пожароопасность его паров. Поэтому расположение мазутонасосной производится с учетом норм технологического проектирования тепловых электростанций и тепловых сетей.

Объекты мазутохозяйства надежно заземляют для отвода зарядов статического электричества и оборудуют пожарным водопроводом и приборами пожаротушения.

При паровом распыливании подогревать мазут не обязательно. Но при вязком мазуте подогрев может оказаться необходимым по условиям его транспорта в трубопроводах. Ввиду сравнительно больших каналов форсунок при паровом распыливании фильтры также не обязательны.

Расход распыливающего пара велик, он составляет 0,3–0,6 кг на 1 кг мазута, что эквивалентно снижению КПД парогенератора на 3–5 %.

10.3. Технологическая схема подачи газового топлива

Электрические станции получают природный газ из магистральных газопроводов протяженностью до 3–4 тыс. км с диаметром до 2 м. На электростанцию газ поступает по одному газопроводу. Газохранилище – на территории электростанции.

Подводка природного газа (рис. 10.2) заключается в его фильтрации и поддержании определенного давления дросселированием поступающего из магистрали газа.

На случай внезапного прекращения подачи газа, например при аварийном отключении регулятора давления, предусмотрена байпасная линия, которую можно включать дистанционно. Этой же линией пользуются при ремонте оборудования газорегуляторной станции. От регуляторной станции к парогенераторам газ подводится двумя трубопроводами, каждый пропускной способностью 70 % максимального расхода (на схеме показан один газопровод).

От газовой задвижки 9 отходит общий газопровод вдоль фронта парогенераторов с ответвлениями для подачи и регулирования газа к каждому агрегату. Быстродействующим клапаном 11 парогенератор аварийно отключается от газопровода.

Газовые линии продувают из тупиковых участков через отводы трубами в атмосферу 16, выведенными за пределы здания в места, недоступные для пребывания людей. Через свечи удаляют воздух перед растопкой парогенератора, а при остановках удаляют газ из отключенных участков газопровода. При заполнении газом газопроводы продувают до вытеснения всего воздуха. Окончание продувки определяется газовым анализом отбираемых проб. Содержание кислорода в газе не должно превышать 1 %. При освобождении от газа трубопроводы продувают воздухом. Об окончании продувки судят по остаточному содержанию газа в продувочном воздухе, которое не должно превышать 1%. Газопровод выполняют с уклоном, чтобы по мере накопления конденсата его можно было периодически удалять через конденсатоотводчики.

ПТЭ предусматривают периодический обход находящихся на территории электростанций газопроводов с проверкой загазованности расположенных по обе стороны на расстоянии подвалов зданий, где возможно скопление газа. В помещении парогенераторной ежедневно осматривают все газопроводы и ус-

тановленную на них арматуру по внешним признакам утечки газа (по звуку, запаху, на ощупь) и обмазкой подозрительных мест мыльным раствором. Применение открытого огня для обнаружения утечек газа запрещено.

Эксплуатацию всего газового оборудования на электростанции ведут на основе Правил безопасности, приведенных в библиографическом списке.

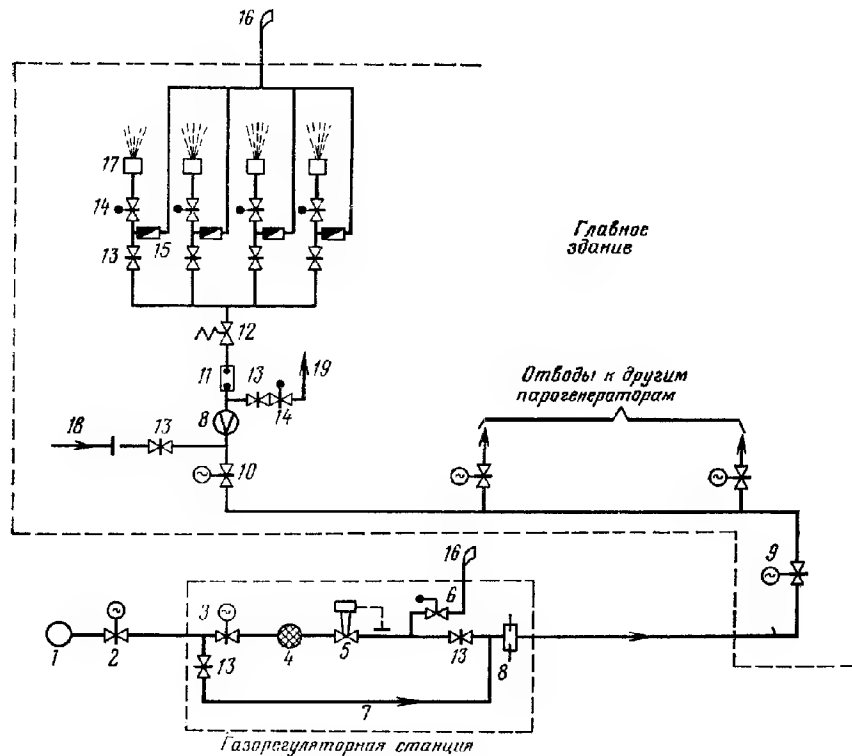


Рис. 10.2. Схема снабжения газом электростанции, работающей на природном газе:

1 – газовая магистраль; 2, 3, 9 и 10 – газовые задвижки с электроприводом; 4 – фильтр; 5 – регулятор давления; 6 – предохранительный клапан; 7 – байпасная линия; 8 – измеритель расхода; 11 – быстродействующий газовый клапан; 12 – заслонка регулятора расхода газа; 13 – газовая задвижка запорная; 14 – регулирующая газовая задвижка; 15 – пробковый кран; 16 – свеча; 17 – газовая горелка; 18 – линия подачи сжатого воздуха для продувки газопроводов; 19 – линия к газовому запальнику

11. ТОПКИ ДЛЯ ЖИДКОГО И ГАЗООБРАЗНОГО ТОПЛИВА

11.1. Некоторые особенности сжигания жидкого топлива

Для сжигания жидкого топлива применим как диффузный, так и смешанный принцип сжигания.

С целью создания необходимых условий смесеобразования жидкое топливо должно быть подвергнуто тончайшему распыливанию. Такое начальное образование в виде двухфазной смеси имеет весьма краткий срок существования, необходимый лишь для испарения жидких частиц и получения газообразной первичной смеси, входящей в диффузный процесс горения.

В газообразном состоянии топливо проходит стадию пирогенетического разложения, смешиваясь при этом с частью воздуха, играющего роль первичного.

Однако такая первичная смесь по условиям ее образования обычно характеризуется ничтожным значением $\alpha \ll 1$, если не приняты специальные меры во избежание этого (карбюрация).

При ничтожно малых α жидкое топливо (смесь различных масел и др.), разлагаясь под воздействием высоких температур, вызывает интенсивное свечение факела.

При сжигании мазута топочные камеры работают с тепловым напряжением $Q/V = 800 - 1500 \cdot 10^3$ кДж/м³·ч. При этом развиваются высокие температуры факела. В этих условиях даже сравнительно грубые капли мазута успевают при хорошем смешении с воздухом испариться и сгореть. В таких топках требуемая тонкость распыливания мазута обуславливается тем, что в факеле должны отсутствовать крупные капли, способные под действием силы тяжести или по инерции выделиться из потока на трубах экранов. При неполном сгорании и низких нагрузках капли не полностью испаренного мазута и сажи могут выноситься из топки и оседать на поверхностях нагрева. При этом образуются липкие, трудно удаляемые отложения. Подобные отложения снижают коэффициент использования поверхностей нагрева. Отлагаясь в районе воздухоподогревателя, они, загораясь, вызывают разрушение воздухоподогревателя.

Несмотря на незначительное содержание золы в жидком топливе (0,1-0,2 %) последняя может причинять большие трудности в эксплуатации. Из числа отдельных составляющих золы мазута наиболее неприятными являются ванадий и щелочные металлы (обычно натрий). Они резко снижают температуру плавления золы ($V_2O_5 \rightarrow t_{\text{плав}} = 690$ °C, $Na_2SO_4 \rightarrow t_{\text{пл}} = 630-650$ °C). Это приводит к шлакованию поверхностей нагрева. Эти отложения не поддаются обдувке и могут быть смыты водой, что, однако, требует мер против последующей коррозии труб.

Борьба с последним явлением ведется путем введения в поток газов (с воздухом либо другим путем) порошка доломита ($m \cdot CaCO_3 + n \cdot MgCO_3$). Доломит вводится в количестве 0,2–0,5 % от веса мазута (т. е. в несколько раз больше количества золы). Доломит повышает температуру плавления золы,

которая отлагается на поверхностях нагрева в рыхлом виде и легко удаляется обдувкой.

Топочные камеры мощных стационарных котлоагрегатов, предназначенных для сжигания мазута, имеют обычно полностью экранированные стены и выложенный кирпичом под. Экранирование пода в котлах с естественной циркуляцией встречает некоторые трудности в связи с расслоением пароводяной смеси в горизонтальных либо слабо наклоненных трубах.

Горелки обычно размещают в два и более рядов с одной либо двух сторон топки. Число горелок выбирают значительным для возможности регулирования нагрузки путем выключения части горелок. Снижение давления мазута при механическом распыле (для регулирования нагрузки) недопустимо ввиду резкого ухудшения качества распыливания.

Воздух обычно подводят к корню факела. Скорость воздуха в узком сечении амбразур порядка 20–35 м/с. Иногда воздух перед поступлением в амбразуру закручивают в улиточных устройствах. Это значительно улучшает условия смесеобразования. Для улучшения горения мазута воздух рекомендуется подавать подогретым до 200–300 °С.

При расчете топки для сжигания мазута принимают избыток воздуха в топке $\alpha_T = 1,1–1,15$.

Часто мазут используют в комбинации с природным газом либо пылеугольным топливом.

11.2. Типы мазутных форсунок

Для подачи жидкого топлива в камеру горения применяют два основных типа форсунок:

механические – в которых распыление топлива осуществляется главным образом при продавливании его через сопла малого размера либо при вращении элементов самой форсунки;

форсунки с распыливающей средой, когда для распыливания используется энергия быстро движущейся струи пара либо воздуха.

При механическом распыливании требуется высокое давление мазута, создаваемое насосом. Мазут поступает к форсункам под давлением 10–20 бар. Выходные отверстия механических мазутных форсунок имеют размер 1–2 мм, что обуславливает необходимость тщательной фильтрации мазута перед сжиганием.

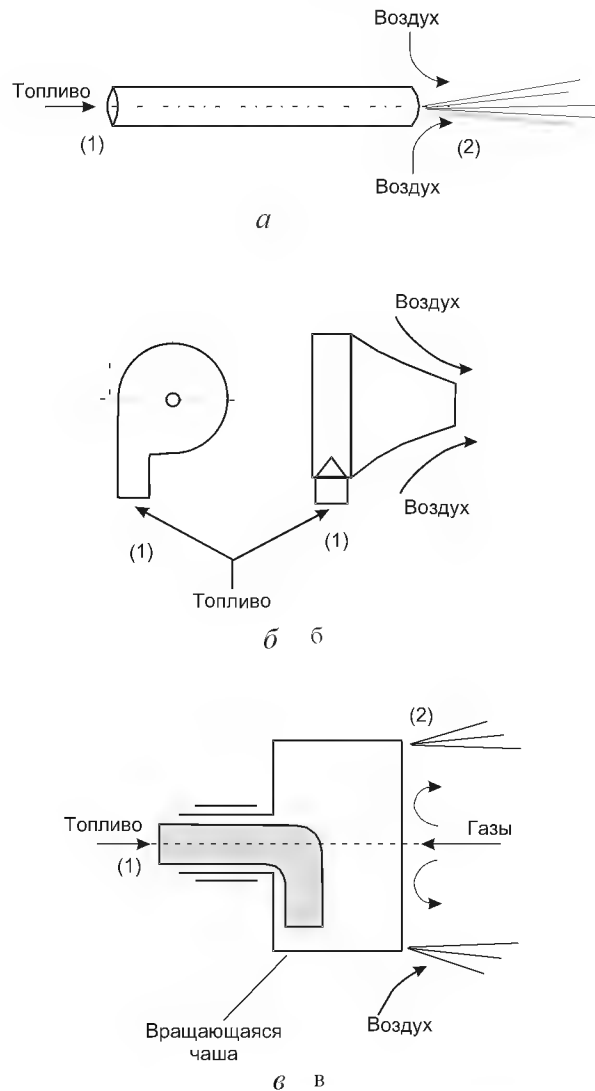


Рис. 11.1. Схемы мазутных форсунок с механическим распыливанием:

1 – топливо; 2 – воздух; 3 – газы

Расход энергии на самопотребление при механических форсунках (на подогрев, транспортировку и распыление мазута) составляет 0,5 %.

Наибольшее распространение получила механическая форсунка, выпускаемая заводом “Ильмарине” (рис. 11.2). Распыливающая головка форсунки имеет три шайбы. В первой шайбе происходит дробление мазута на мелкие струйки, во второй шайбе струйки завихриваются. Шайба 7 является распыливающей насадкой. Через нее мазут выходит в топочную камеру.

Форсунки с механическим распыливанием, как наиболее простые и обеспечивающие минимальный расход энергии на собственные нужды, широко применяются в энергетических установках, работающих на мазуте.

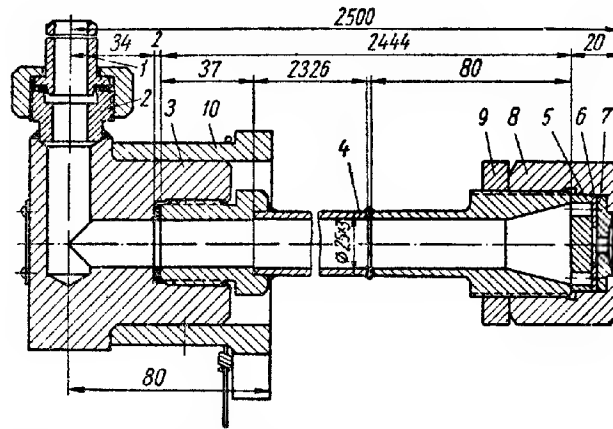


Рис. 11.2. Мазутная форсунка с механическим распыливанием
МФМР завода “Ильмарине”:

- 1 – втулка; 2 – штуцер корпуса; 3 – корпус; 4 – трубка с наконечником;
5 – распределительный диск; 6 – завихряющий диск; 7 – насадка;
8 – накидная гайка; 9 – контргайка; 10 – оправа

Для парового (воздушного) распыливания мазута применяется пар или воздух, подаваемый компрессором. При паровой пульверизации расходуется 0,3–0,5 кг/кг мазута. При воздушном распыливании подается воздух с $P = 3 - 6$ бар, а его удельный расход составляет 0,6–1 кг/кг мазута. Через форсунку в этом случае поступает 5–10 % воздуха, необходимого для горения. Остальной воздух, а при паровом распыле – весь воздух, подается к корню факела.

Форсунки с паровым (воздушным) распыливанием бывают плоские (щелевые) и круглые.

Плоская форсунка (щелевая) (рис. 11.3) – самая простая по конструкции. Состоит из двух щелей, по верхней движется мазут, по нижней – пар. Направления струй пара и мазута на выходе пересекаются. В круглых форсунках пар и мазут движутся в расположенных круглых каналах.

Примером круглой форсунки может служить форсунка Шухова (рис. 11.4). В ней топливо движется по центральной трубе, а пар по кольцу снаружи. Смешивание струй пара и мазута происходит непосредственно в топочной камере. Хвостовик форсунки имеет квадрат. Вращая центральную трубку за квадрат, можно регулировать работу форсунки (размер щели и др.).

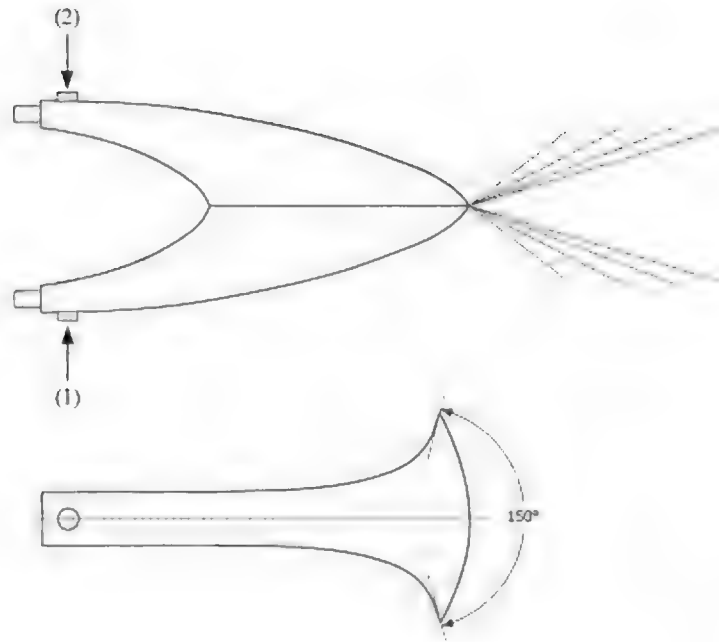


Рис. 11.3. Плоская мазутная форсунка с паровым распыливанием:
1 – поступление пара; 2 – подача мазута

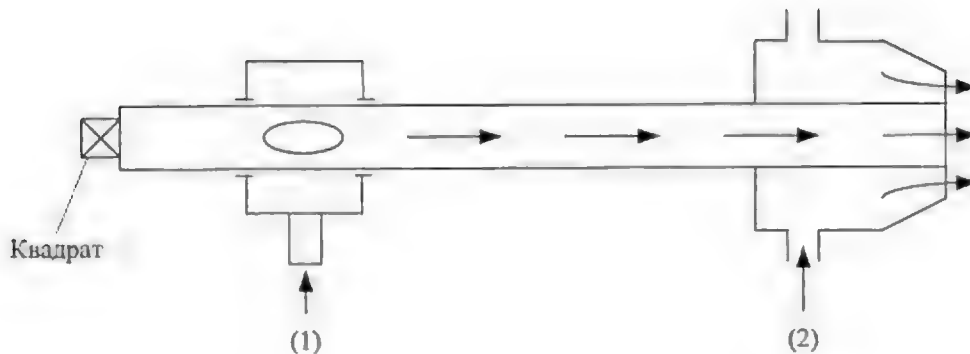


Рис. 11.4. Круглая мазутная форсунка с паровым распыливанием:
1 – мазут; 2 – пар

Имеются и другие конструкции круглых форсунок (например форсунка Главэнергопрома), в которых пар движется по центральному каналу, а жидкое топливо – по узкому кольцевому.

При включении форсунок в работу вначале пускается пар, а затем – мазут; при отключении – наоборот. Это исключает выпадение топлива на под топки, предотвращая опасность его газификации и взрыва газозвушной смеси.

Форсунки с паровым распыливанием обладают рядом существенных недостатков:

- 1) большой расход пара на распыл (3–5 % от общей выработки);

- 2) конденсат пара теряется безвозвратно;
- 3) шумная работа форсунок.

При воздушном распыле:

- 1) большой расход энергии на компрессор;
- 2) необходимость постоянной работы компрессоров.

Ввиду перечисленных недостатков паровой и воздушный распыл применяется в основном в небольших котельных.

11.3. Особенности сжигания газообразного топлива

В котельных установках в качестве газообразного могут быть использованы следующие газы:

- 1) природный газ;
- 2) доменный газ – отход металлургического производства;
- 3) коксовый газ – для отопления котлов используется очень редко (идет на металлургических заводах чаще всего на мартены).

Все газы, кроме природного, занимают незначительную долю в газообразном топливе электростанций.

Доменный газ имеет теплотворную способность около 3500–4000 кДж/м³. Состоит в основном из смеси CO₂, N₂ и CO. Газ плохо воспламеняется ввиду большого содержания балласта. Зачастую воздух, а иногда и газ, подогревают.

Коксовый газ, как говорилось выше, очень редко сжигается в котлах.

Наиболее ценным топливом является природный газ. Его теплотворная способность (низшая) – 35000–35500 кДж/м³. Россия располагает богатейшими разведанными запасами природного газа.

Газообразное топливо обладает рядом преимуществ перед твердым:

- 1) широкое использование газообразного топлива оздоравливает воздушный бассейн городов (отсутствие летучей золы);
- 2) несмотря на высокий КПД современных котлов, работающих на пыли, перевод на газ дает возможность увеличить КПД котельных на 4–6 % ($q_{\text{п}} = 0$, $\alpha = 1,1$) и уменьшить расход энергии на собственные нужды на 25–30 %;
- 3) уменьшаются затраты на строительство ввиду отсутствия дорогостоящих систем пылеприготовления, складов топлива;
- 4) уменьшаются размеры зданий.

Так, сравнение котлов ТГМ-84 ($D = 420$ т/ч) и ТП-80 на ту же производительность показывает, что удельная кубатура (на тонну пара) у котла ТГМ-84 на 60 % меньше;

- 5) котел, работающий на газе, легко может быть автоматизирован.

В котельных установках, специально запроектированных для работы на газе, преимущества использования газообразного топлива можно реализовать гораздо полнее. Поэтому мощные котлы не унифицируют по топливу, а проектируют для сжигания газа и мазута, например, котлы ТГМ-84 и ТГМ-94.

Сам процесс сжигания топлива протекает как гомогенный, поэтому в нем отсутствуют фазы, характерные для твердого топлива: отсутствуют фазы выделения летучих, газификации кокса, шлакообразования. Газ не требует какой-либо подготовки перед сжиганием.

Процесс сжигания газообразного топлива складывается из трех стадий: смесеобразование, подогрев и горение. Если газ смешивается с воздухом до выхода из горелки, такой способ смесеобразования называется кинетическим (в этом случае скорость горения зависит только от скорости химической реакции). Если же смешение газа и воздуха происходит в топке, то такой способ смесеобразования называется диффузионным (при этом скорость горения определяется скоростью подвода окислителя к молекулам горючего). При сжигании газа горелки могут быть построены как по одному, так и по другому принципу.

11.4. Горелки для газообразного топлива

В топочную камеру газ и воздух подаются через горелки. Для сжигания газа применяется большое число различных типов горелок, различающихся как по принципу работы, так и по конструктивному оформлению.

По способу смесеобразования можно различить горелки:

- 1) диффузионного типа – смешивание воздуха с топливом происходит в топочной камере;
- 2) кинетического типа – смесь образуется до выхода в топку.

Поскольку при предварительном смешении горение протекает очень быстро, в коротком пламени, горение называют еще и беспламенным. А диффузионные горелки – пламенными;

- 3) горелки смешанного типа – предварительно газ смешивается с частью воздуха.

По способу подачи воздуха в топку горелки делят на две группы:

- 1) с принудительной подачей воздуха от вентилятора;
- 2) с подачей воздуха путем эжектирования его газовой струей или за счет разрежения в топке.

Ниже даны схемы диффузионных горелок различных типов (рис. 11.5, 11.6).

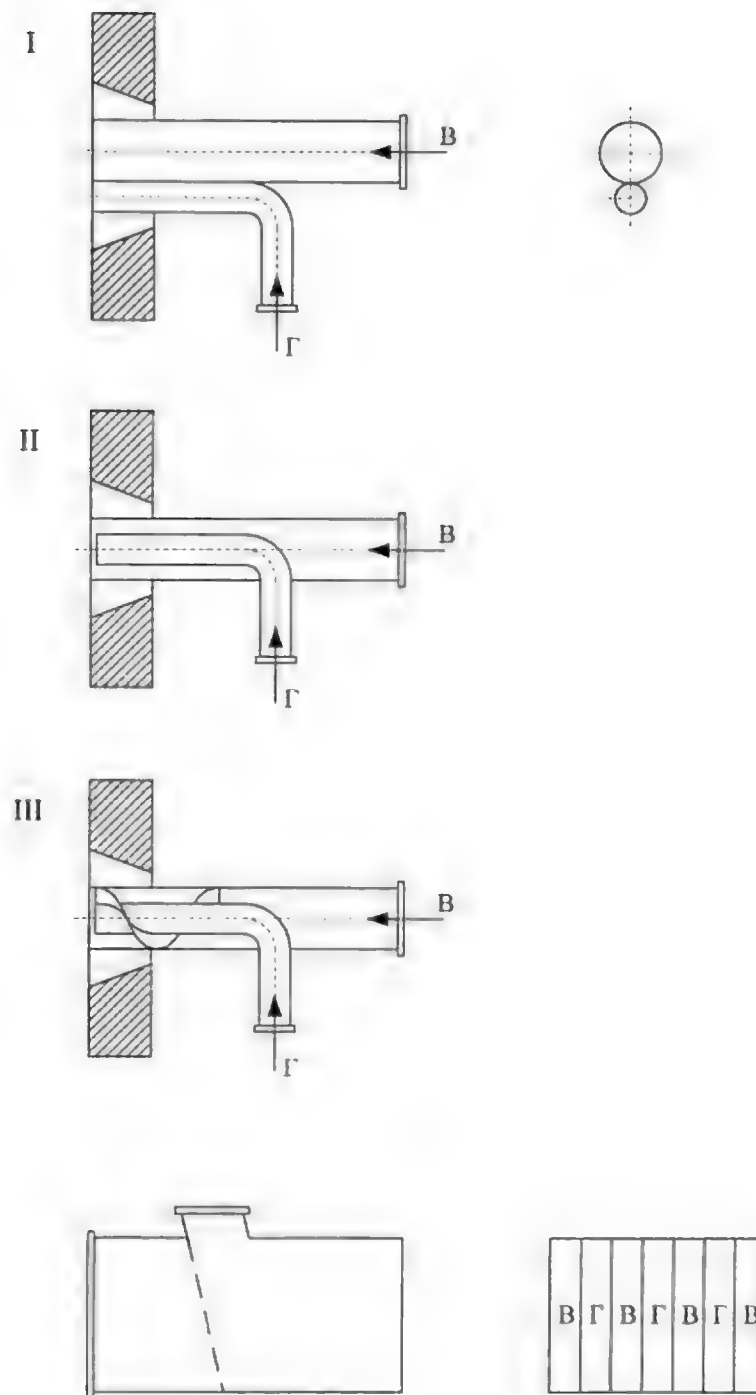


Рис. 11.5. Схемы газовых горелок:

В – подвод воздуха; Г – подача газа

В горелке типа I получается наиболее растянутый факел. Здесь газ и воздух подаются раздельными параллельными потоками.

При концентрическом расположении потоков (тип II) либо при установке различных завихрителей (тип III) перемешивание улучшается и факел укорачивается.

В горелке (тип IV) газ и воздух подаются через узкие щели попеременно. Это также способствует хорошему перемешиванию.

Преимущества диффузионных горелок:

1) возможность сжигания большого количества газа при ограниченных поперечных размерах горелок. Это облегчает размещение их по фронту котла (либо по стенам);

2) возможность подогрева газа и воздуха до температуры, превышающей температуру самовоспламенения газа;

3) возможность регулирования производительности горелки без опасения обратного проскока пламени.

Недостатками являются:

1) низкое тепловое напряжение топочного объема ($400\text{--}2000$ тыс. $\text{кДж/м}^3 \cdot \text{ч}$, в среднем – 1000 тыс. $\text{кДж/м}^3 \cdot \text{ч}$);

2) наличие некоторой неполноты горения даже при увеличении коэффициента избытка воздуха до 1,15.

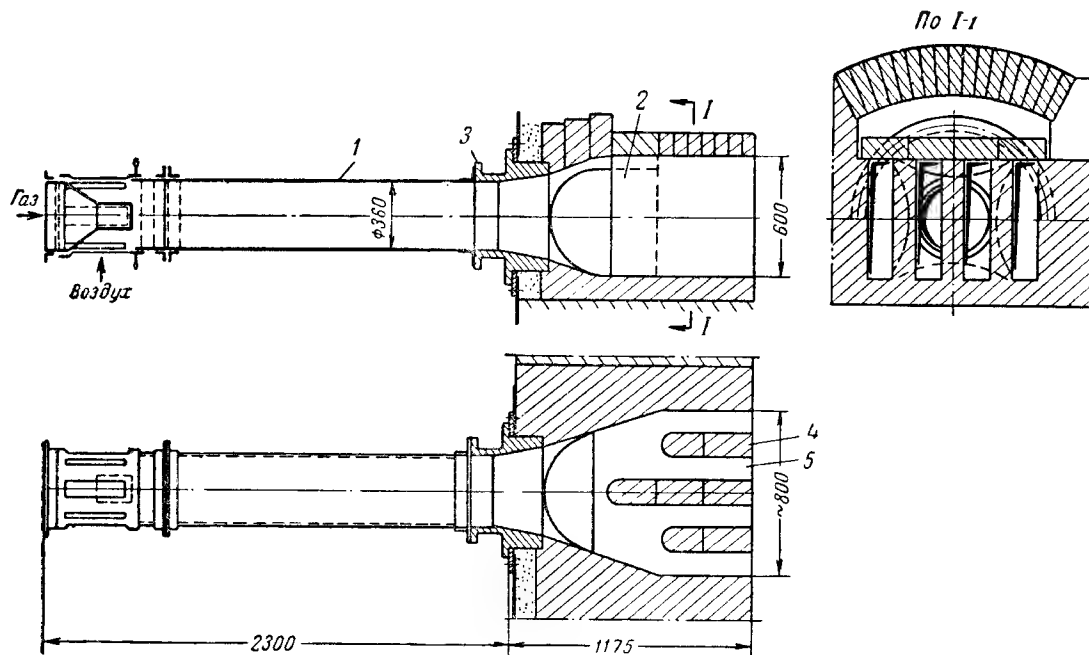


Рис. 11.6. Схема туннельной горелки:

1 – смеситель; 2 – камера воспламенения; 3 – фурма, охлаждаемая водой;
4 – шамотные перегородки; 5 – туннели между шамотными перегородками

Из числа горелок с предварительным смешением в энергетических котлоагрегатах применяют так называемые туннельные горелки (рис. 11.6). В этой горелке газ, хорошо перемешанный с воздухом, сгорает в узких керамических каналах – туннелях, образуемых разделительными столбиками. В топочную камеру выходят продукты сгорания. Факел в топке отсутствует. Резкое сокращение факела получается за счет улучшения условий зажигания смеси и увеличения фронта воспламенения. Материал туннелей влияния на горение газа не оказывает, так как при имеющей место температуре более 1000

°С скорость химической реакции уже достаточно высока и катализ поверхностей не оказывает заметного влияния на скорость горения.

Горелки с предварительным смешением имеют следующие преимущества:

- 1) малый избыток воздуха ($\alpha = 1,05-1,1$);
- 2) тепловое напряжение велико. Сгорание происходит в туннельных горелках с тепловым напряжением $Q/V \sim 200 \cdot 10^6$ кДж/м³ · ч. Это дает возможность использовать для сжигания газа топки с малым топочным объемом.

Недостатки: большое сопротивление и малая производительность. По этой причине беспламенные горелки большей частью применяются на котлах малой мощности.

11.5. Смешанное сжигание газообразного и твердого топлива

В котельной технике получили распространение газомазутные или пылегазовые горелки. Это обусловлено необходимостью перехода на резервное топливо, поскольку зачастую котельные электростанций играют роль буферных потребителей газообразного топлива. Поэтому переход с одного вида топлива на другой должен, как правило, производиться быстро и без остановки котла.

Применяемые комбинированные горелки можно разбить на следующие виды:

- горелки с центральной подачей газа;
- горелки с периферийной подачей газа.

Примером горелки с центральным подводом газа может служить пылеугольная горелка ТКЗ, приспособленная для сжигания газа (рис. 11.7). В этой горелке вместо мазутной форсунки вставлен канал кольцевого сечения 4. В конце канала – насадка с щелями и отверстиями для выхода газа. Воздушный поток закручивается улиткой 2 и выходит через амбразуру 3. Тонкие струи газа пронизывают поток закрученного воздуха, что обеспечивает хорошее перемешивание. В случае перехода на пылевоздушную смесь последняя закручивается улиткой 5 и проходит по кольцевому сечению 1. Скорость движения воздуха по каналу 30–35 м/с (скорость истечения газа 25–30 м/с).

Примером горелки с периферийной подачей газа является горелка ОРГ-РЭС, приспособленная к сжиганию газа (рис. 11.8).

Пылевоздушная смесь поступает по каналу I, воздух – через улитку II. Приспособление для сжигания газа – кольцевой короб 1 вокруг обечайки 2. К кольцевому коробу 1 подводится газ 3. Он поступает в поток воздуха через сверления в обечайке 2. Скорость истечения газа из каналов 170 м/с. Скорость движения воздуха – 27 м/с.

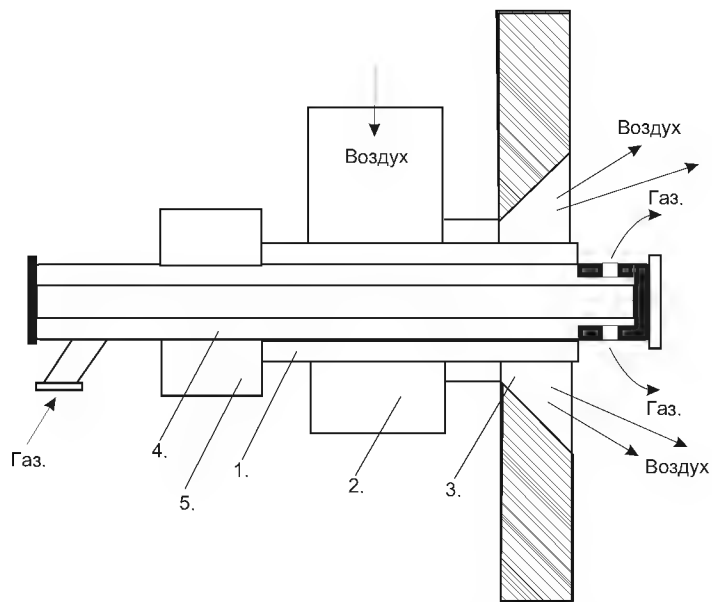


Рис. 11.7. Комбинированная пылегазовая горелка (ТКЗ)

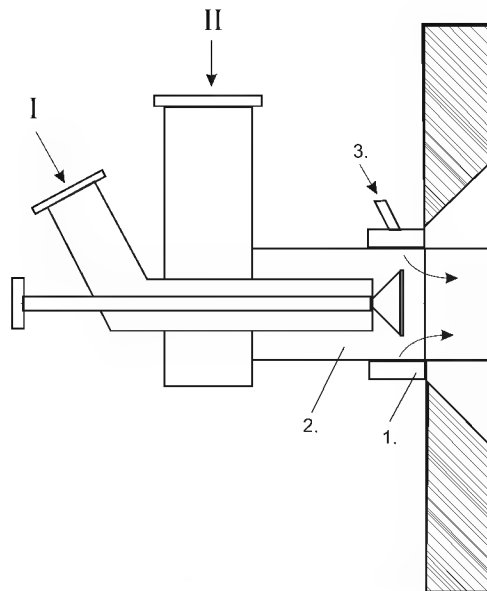


Рис. 11.8. Комбинированная пылегазовая горелка (ОРГРЭС)

Для характеристики работы горелок введем безразмерный параметр n ;

$$n = \frac{\gamma_B W_B}{\gamma_G W_G},$$

где γ_B и W_B – удельный вес и скорость воздуха;
 γ_G и W_G – удельный вес и скорость газа.

При центральной подаче газа лучшие результаты получаются при $n = 1$, а при периферийной – при $n = 0,1$. При сжигании газа под топочной камеры делают плоским, без холодной воронки. Летки нет, так как в топливе – газе нет шлака.

При комбинированном сжигании газа и пыли конфигурация топки имеет обычный для сжигания пыли вид.

Газ – топливо взрывоопасное. Поэтому на станции следует строго соблюдать все правила техники безопасности.

Во избежание взрыва в топке следует перед пуском и после остановки котла тщательно вентилировать топку и газоходы. Помещения, в которые может попасть газ ввиду неплотностей газопровода, также должны тщательно вентилироваться.

При пуске котла вначале через горелку подавать воздух, а затем газ, а при остановке – вначале закрывать газ, а затем воздух.

12. ПАРОПЕРЕГРЕВАТЕЛИ

12.1. Общие положения

Первый пароперегреватель появился в 1860 году. Он является одним из основных узлов современного котлоагрегата и предназначен для перегрева пара. В настоящее время почти все котлы снабжены пароперегревателями. Только на котлах производственного пара иногда их нет.

В старых конструкциях котлов пароперегреватель находился за мощным конвективным испарительным пучком. Температура газа перед перегревателем обычно не превышала $700\text{ }^{\circ}\text{C}$, что было достаточно для перегрева пара до температуры $350\text{--}375\text{ }^{\circ}\text{C}$. С ростом параметров пара (давления и температуры) существенно возрастает доля тепла, которая воспринимается пароперегревателем из общего баланса тепла, полезно использованного в котельном агрегате. Соответственно этому с ростом параметров пара при прочих равных условиях возрастает и поверхность нагрева пароперегревателя. В современных котлах для обеспечения высокого перегрева пароперегреватели размещают в области высокой температуры газа. Так, конвективный пароперегреватель размещают в газоходе, непосредственно примыкающем к топке. В этом случае температура газа перед ним достигает $1000\text{--}1100\text{ }^{\circ}\text{C}$ и выше. Вместе с этим появляются полурadiационные (ширмовые) пароперегреватели, выполненные в виде плоских трубных лент, заполняющих верхнюю часть топочной камеры. Кроме этого, также в котлах высокого давления появляются радиационные пароперегреватели, выполняемые в виде экранов, покрывающих потолок либо стены топочной камеры.

В котлах высокого и сверхвысокого давления наряду с перегревом свежего пара имеет место промежуточный перегрев пара, после того как он отработал в цилиндре высокого давления турбины. Этот перегреватель называется

вторичным или промежуточным перегревателем. При сверхвысоком давлении часто пар дважды перегревается в двух промежуточных перегревателях.

12.2. Классификация и конструкция пароперегревателей

Пароперегреватели можно классифицировать по ряду признаков.

Признак 1. По месту установки пароперегреватели можно разделить на центральные и индивидуальные. Центральные пароперегреватели, независимо от котлоагрегата, имеют свою топку. Индивидуальные – расположены в газоходах котла. Центральные пароперегреватели распространения не получили. Их устанавливают:

в котлах малой мощности, когда пар к потребителю приходит очень влажный;

для вторичного перегрева пара. Один из способов – газовый перегрев либо в котельной, либо в машинном зале.

Признак 2. По расположению труб змеевиков. Различают пароперегреватели:

с вертикальным расположением змеевиков;

с горизонтальным расположением змеевиков.

В котельных агрегатах отечественных конструкций змеевики пароперегревателей в большинстве случаев располагают вертикально, что упрощает крепления и дает экономию жароупорных сталей, необходимых для изготовления подвесок. Иногда гибы змеевиков пароперегревателя помещают в обмуровку потолочного перекрытия, избегая тем самым применения подвесок из легированных сталей.

Основным недостатком вертикально расположенных змеевиков является невозможность дренирования влаги, конденсирующейся после остановки котла. Наличие влаги вызывает коррозию труб, растворение солей, осевших на стенки, и постепенное накопление в нижней части “калачей” солей и продуктов коррозии, что может привести к перегосу труб.

Пакеты с горизонтально расположенными змеевиками хорошо дренируются, но их крепление конструктивно сложнее и требует большого количества жаропрочных сталей.

При горизонтальном расположении змеевиков для фиксации положения отдельных змеевиков один относительно другого между ними устанавливают дистанционные гребенки.

Недостаток вертикального расположения – образование водяных пробок и при растопке – отсутствие циркуляции в отдельных змеевиках.

В современных мощных котлоагрегатах с высотой газохода, достигающей до 6–8 м, тепловая нагрузка верхней и нижней части змеевиков может различаться на 20 % и более. При вертикальном расположении змеевиков эта неравномерность отрицательного влияния не оказывает.

В то же время существует неравномерность температур по ширине газохода. В мощных котлоагрегатах в результате этой неравномерности тепло-

вая нагрузка отдельных змеевиков может превышать среднюю более чем на 30 %. Змеевики конвективного вертикального пароперегревателя обычно располагают в коридорном порядке, что уменьшает опасность шлакования при сжигании высокосольных углей.

Высота газохода котла, а следовательно, и змеевиков превышает 3-5 м, поэтому змеевики достаточно гибкие. Для увеличения жесткости и дистанционирования на нижние петли змеевиков укладывают дистанционирующие гребенки из жаростойкого чугуна и скрепляют при помощи хомутов из жаростойкой стали.

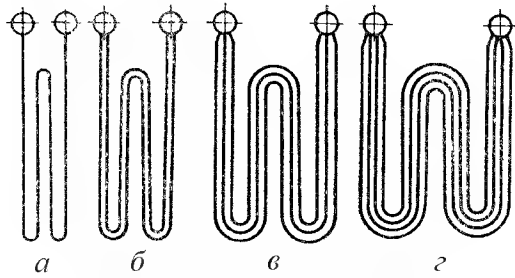


Рис. 12.1. Типы змеевиков пароперегревателей:

a – однорядный; *б* – двухрядный;
в – трехрядный; *г* – четырехрядный

Змеевик пароперегревателя может быть выполнен из одной, двух и более труб (параллельно выходящих из одного сечения коллектора). Он называется одно- или многониточным (рис. 12.1). Увеличение количества параллельных труб в змеевике позволяет разместить большую поверхность нагрева в одних и тех же габаритах газохода.

Скорость пара в трубах пароперегревателя выбираются из условия температурного режима труб. В первичных пароперегревателях она обычно находится в пределах $500\text{--}1200\text{ кг/м}^2\text{с}$. При этом с большей весовой скоростью выполняют последние по ходу пара ступени, а также радиационные, а иногда и ширмовые пароперегреватели. Во вторичных пароперегревателях, расположенных в конвективных газоходах, весовая скорость пара снижается до $250\text{--}400\text{ кг/м}^2\text{с}$ с целью уменьшения гидравлического сопротивления.

Фестонирование парных по ходу газов петель пароперегревателя выполняют для уменьшения опасности шлакования. Этого достигают увеличением продольного шага нечетных петель змеевиков. Предельный шаг каждого четного змеевика – меньше. В результате этого нечетные змеевики оказываются выдвинутыми в топку. При фестонировании трубы располагают в шахматном порядке с удвоенным шагом по ширине газохода. В схемах пароперегревателей с горизонтальным расположением змеевиков плоскость змеевика может быть как горизонтальной, так и вертикальной. В горизонтальных газоходах может использоваться только первый тип, так как плоскости змеевиков должны быть ориентированы в направлении потока. В противном случае неравномерность в обогреве отдельных змеевиков будет чрезмерной. По этой же причине в вертикальных газоходах используют горизонтальные пароперегреватели с расположением змеевиков в вертикальной плоскости (чтобы змеевик начинался в зоне минимальной температуры газов, а заканчивался в зоне максимальной).

Горизонтальные пароперегреватели образуют чаще всего шахматный пучок. Горизонтально расположенные змеевики обычно выполняют однони-

точными. При многониточных образуются горизонтальные “полочки”, на которых накапливается зола.

Признак 3. По условиям теплообмена пароперегреватели разделяются:

- 1) конвективные;
- 2) радиационные;
- 3) полурadiационные (комбинированные).

Выбор схемы пароперегревателя является одной из сложных технических задач. Конструкция и компоновка перегревателя зависят от параметров пара, способов сжигания, свойств топлива, условий регулирования и эксплуатации, профиля и назначения котельного агрегата. При этом должна быть обеспечена высокая надежность его работы при минимальной стоимости. Часто конвективный пароперегреватель применяют в котлах с умеренной величиной температуры пара.

Повышение параметров пара приводит к повышению доли тепла, идущей на перегрев пара. Пароперегреватель увеличивается и перемещается в зону более высоких температур (для повышения разности температур).

Исследования, проведенные проф. С. Я. Корницким, показали, что при параметрах выше 10 МПа и 500 °С применение пароперегревателя только конвективного типа нецелесообразно.

Для уменьшения поверхности нагрева часть перегревателя целесообразно перенести в топку. Такое же решение следует принять и при рассмотрении регулировочной характеристики пароперегревателя. При конвективном пароперегревателе зависимость температуры перегрева от нагрузки представлена кривой 2 (рис. 12.2). При радиационном пароперегревателе эта зависимость представлена кривой 1

($t_{пе}$ уменьшается с ростом D). Кривая 3 представляет изменение $t_{пе}$ от D при комбинированном пароперегревателе. По кривой видно, что с изменением нагрузки температура перегрева почти не изменяется.

Таким образом, в котлах с высокими и сверхвысокими параметрами пара появляются радиационные и полурadiационные поверхности нагрева. Распределение тепловосприятия между радиационной, полурadiационной (ширмовой) конвективными частями перегревателя определяется при компоновке котлоагрегата. В современных конструкциях котлов приращение энтальпии пара в радиационном и полурadiационном пароперегревателях достигает до 50 % и более ее общей величины.

Радиационные пароперегреватели выполняют в виде горизонтальных либо вертикальных лент, размещаемых на стенках или потолке топки.

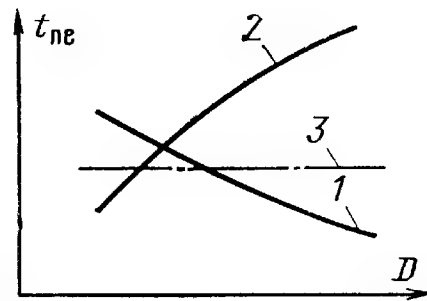


Рис. 12.2. Регулировочные характеристики пароперегревателей:
1 – радиационного; 2 – конвективного;
3 – комбинированного

В отечественных прямоточных котлах радиационный пароперегреватель выполняют в виде настенных горизонтальных экранов (в верхней части топки) и потолочных труб.

Радиационный пароперегреватель барабанных котлов изготавливают иногда в виде вертикальных экранов, которые лучше, чем горизонтальные, сочетаются с вертикальными испарительными экранами. Радиационные пароперегреватели могут быть выполнены в виде вертикальных экранов, занимающих либо верхнюю часть стенки, либо на всю высоту. Второе более предпочтительно, так как расположение пароперегревателя на верхней части стен топки снижает высоту соответствующего испарительного экрана, что приводит к ухудшению циркуляции в нем.

Часто пароперегревательные трубы размещают между испарительными.

Радиационные пароперегреватели работают с высокими тепловыми нагрузками, особенно в области ядра факела. Это повышает требование к металлу труб и усложняет растопку котла, особенно в первый период, в связи с трудностями в обеспечении допустимой температуры стенки при небольшом расходе пара. Способы охлаждения поверхности пароперегревателя при растопке будут подробно рассмотрены ниже.

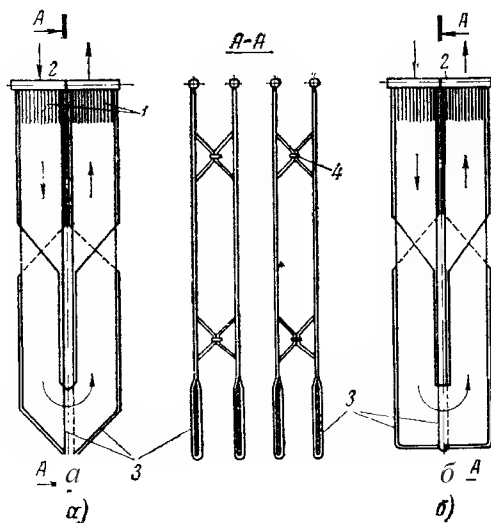


Рис. 12.3. Вертикальные ширмовые пароперегреватели:

a – низ ширмы клинообразный; *б* – то же горизонтальный; 1 – трубы ширмы; 2 – камеры; 3 – обвязочные трубы; 4 – хомут

Полурадиационные (ширмовые) пароперегреватели устанавливают на выходе из топки с расстоянием между соседними ширмами 500–2000 мм (рис. 12.3). Шаг труб в ширме $S_2/d = 1,1$. Изготавливают из труб 32–42 мм.

Трубы, образующие ширмы, располагают как вертикально, так и горизонтально. Преимущества и недостатки того или иного способа выполнения ширм такие же, как и соответствующих конструкций конвективных пароперегревателей.

Ширмовые поверхности нагрева меньше шлакуются, чем конвективные, поэтому их можно ставить в области с более высокой температурой газа.

Для предотвращения выгибания плоскости ширм и нарушения дистанции между ними, соседние ширмы соединяют отдельными трубами, при помощи хомутов (см. рис. 12.3). В нижней части средние трубы перевязывают остальные.

Расчеты и исследования показывают, что ширмовые поверхности нагрева целесообразно применять в газоходах с температурой газа более 1000–1050

°С, их тепловая эффективность быстро растет при дальнейшем повышении температуры газа.

Признак 4. По характеру теплообмена различают пароперегреватели различных схем (рис. 12.4):

- прямоточные (а);
- противоточные (б);
- смешанного тока (в).

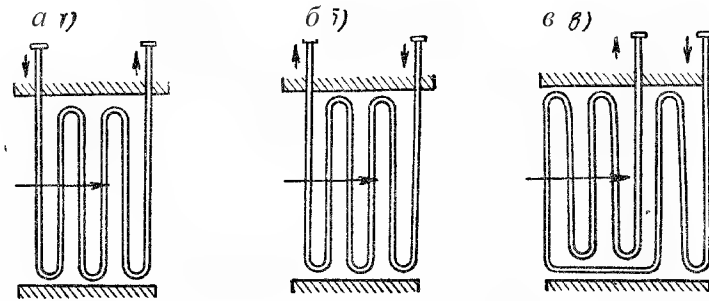


Рис. 12.4. Схемы включения конвективных пароперегревателей в газовый поток

С точки зрения теплопередачи наиболее выгодна противоточная схема (рис. 12.4, б), так как получается более высокое значение температурного напора (Δt). Однако в противоточном перегревателе выходная часть змеевиков имеет наиболее высокие тепловые нагрузки. В результате этого температура стенки может быть такой, что потребуются применение более дорогих высоколегированных сталей. Поэтому в тех случаях, когда использование противотока приводит к значительному удорожанию поверхности нагрева (применение более дорогих сталей), используют схемы смешанного тока. Получается “спрятанная” петля (рис. 12.4, в). Зачастую в современных котлоагрегатах высокого и сверхвысокого давления первую ступень пароперегревателя выполняют противоточной, а вторую – почти полностью прямоточной.

12.3. Тепловая и гидродинамическая неравномерность в работе пароперегревателя

Перекося температур по газовой стороне, а также гидродинамическая неравномерность по газовой и паровой стороне вызывают в отдельных змеевиках значительные отклонения температур перегретого пара от расчетной. В некоторых конструкциях разность температуры перегретого пара между змеевиками, например крайними и средними, достигала 100–150 °С.

В то же время повышение температуры металла всего на 10 °С (с 540 до 550 °С) приводит к снижению допустимого напряжения для стали 12 МХА в 1,3 раза.

Неравномерность температурных полей в сечении газохода может быть вызвана:

- 1) более значительным охлаждением газов по бокам топки, чем в средней ее части;
- 2) неодинаковыми условиями горения пыли у симметрично расположенных горелок (неравномерность подачи пыли или воздуха в горелки);
- 3) задержкой воспламенения пыли в отдельных горелках;
- 4) относительно большим шлакованием одной стороны топки.

Различие гидравлических и тепловых характеристик труб особенно характерно для агрегатов большой мощности, так как возрастает и неизбежность отклонения режима отдельных элементов от расчетного. Распределение рабочего тела по трубам в этих условиях различно, и удельная энтальпия его на выходе из отдельных труб значительно отличается от среднего значения.

Соотношение расходов в развернутом элементе и в среднем для системы представляет собой коэффициент гидравлической неравномерности:

$$\eta_r = \frac{D}{D_0} = \frac{W \rho}{(W \rho)_0}.$$

Аналогично коэффициент тепловой эффективности:

$$\eta_T = \frac{Q}{Q_0} = \frac{q H}{q_0 H} = \frac{q}{q_0},$$

здесь H – поверхность нагрева прямоточного элемента.

Коэффициент тепловой разверки представляет собой отношение приращения удельной энтальпии рабочего тела в развернутом элементе к приращению удельной энтальпии в элементе, находящемся в средних (расчетных) условиях: $R = \frac{\Delta i}{\Delta i_0}$. В свою очередь, $\Delta i = A \frac{Q}{D}$; $\Delta i_0 = \frac{Q_0}{D_0}$, где A – коэффициент пропорциональности.

После подстановки получим:

$$R = \frac{q}{q_0} \frac{(W \rho)_0}{W \rho} \text{ или } R = \frac{\eta_T}{\eta_r}.$$

При этом тепловая неравномерность вызывается неодинаковыми тепловыми характеристиками параллельно включенных труб, а гидравлическая неравномерность – их неодинаковыми гидравлическими характеристиками. Из последней формулы следует, что тепловая разверка вызывается тепловой или гидравлической неравномерностью либо тем и другим одновременно.

На основании анализа полученных зависимостей для выбранного материала, из которого выполнена поверхность нагрева, устанавливается максимально допустимая тепловая неравномерность и тепловая разверка трубной системы.

Для пароперегревателей, выходные участки труб которых работают почти в предельных температурных условиях, допустимая тепловая разверка не должна превышать 15 % общего тепловосприятия пароперегревателей.

Экономайзеры размещают в области умеренного обогрева. Протекающая через них вода имеет сравнительно низкую температуру. Поэтому допустимая тепловая разверка для экономайзера может достигать 100 % и более.

Неравномерность скоростных полей по сечению газохода вызывается различным сопротивлением поверхностей нагрева по газовому тракту котельного агрегата, что может быть вызвано следующими факторами.

1. Забивание летучей золой поверхности нагрева одной стороны или части газохода настолько, что проходные сечения резко уменьшаются. Тогда газы будут двигаться с большой скоростью по противоположной стороне газохода, где сопротивление меньше.

2. Дефекты монтажа (неодинаковый шаг труб).

3. Наличие газовых коридоров (появляются ввиду неудачной компоновки пароперегревателя либо в случае вырезки части змеевиков). В коридорах скорость и температура газов значительно превосходит среднее значение, что вызывает перегрев пара в змеевиках, прилежащих к коридору.

В поворотных камерах котлов по газовой стороне наблюдается тепловая неравномерность не только по высоте камеры, но и по ширине.

Зависимость изменения температуры по ширине, относящаяся в основном к котлоагрегатам П-образной компоновки, снабженным топочными камерами со встречным расположением горелок, может быть описана уравнением

$$T = T_{\text{макс}} - a x^2,$$

где $T_{\text{макс}}$ – максимальная температура;

a – постоянный коэффициент;

x – размер, отсчитываемый от оси симметрии топки.

Предложенный вид зависимости не является стабильным и универсальным. Распределение температур газового потока на выходе из топочной камеры определяется комплексом конструктивных и режимных факторов. Соответственно эта сумма факторов и определяется по ширине расположенных в этой камере поверхностей нагрева.

К конструктивным факторам, влияющим на эпюру температур газового потока, относятся: тип топочного устройства, расположение и тип мельниц и горелок, компоновка газоходов котла и др. К эксплуатационным факторам можно отнести: производительность котла, особенности сжигаемого топлива, неравномерность включения мельниц или горелок, перекосы по топливу и воздушному режиму и др. Неравномерность температур по ширине поворотной камеры может превышать 100–130 °С.

При проектировании новых котлоагрегатов сверхмощных энергоблоков, предназначенных для работы в широком диапазоне нагрузок, необходимо учитывать нестабильность поля температур в конце топки.

Неодинаковый расход пара по параллельно включенным змеевикам может быть вызван следующими причинами:

неудачный подвод и отвод пара от коллекторов;

различия сопротивления змеевиков ввиду неодинаковой их длины либо сечения (неудачная сварка и др.).

Имеются следующие схемы подвода пара к коллекторам и его отвод.

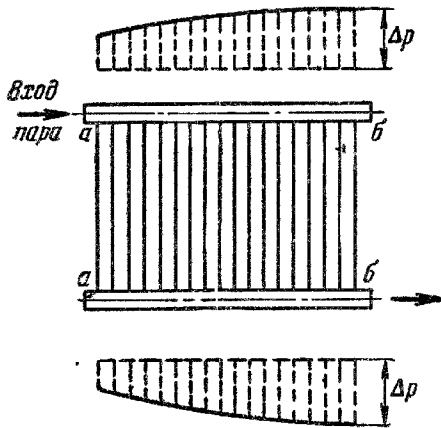


Рис. 12.5. Падение давления по длине коллектора при Z-образной схеме подвода пара

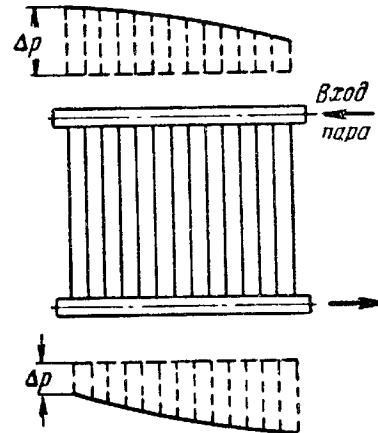


Рис. 12.6. Падение давления по длине коллектора при П-образной схеме подвода пара

1. Схема Z-образная (рис. 12.5). Схема неудовлетворительна. Она не обеспечивает равномерного распределения пара по змеевикам.

2. Схема П-образная (рис. 12.6). Эта схема характеризуется значительно меньшим перекосом, чем предыдущая, но все же разность перепадов по змеевикам имеет место.

3. В современных отечественных котлоагрегатах подвод и отвод пара осуществляют сбоку, по всей ширине коллектора по нескольким трубам, что обеспечивает равномерное распределение пара по змеевикам.

Для уменьшения влияния тепловой и гидравлической неравномерности конвективный пароперегреватель, как правило, разделяется на две-три последовательно включенные части с приращением энтальпии пара в каждой не более 120–250 кДж/кг. После каждого пакета организуется перемешивание пара. При наличии ширмового (полурadiационного) и радиационного пароперегревателей перемешивание пара организуется и между ними.

12.4. Анализ причин аварий перегревателей, меры предупреждения и борьбы с авариями

Примерно 30–40 % аварий на котлах происходит из-за выхода из строя пароперегревателя. В самом пароперегревателе наиболее уязвимым местом являются трубки пароперегревателя.

Трубки пароперегревателя работают в тяжелых температурных условиях. Металл обычно работает почти на пределе допустимых напряжений. Поэтому повышение температуры стенки выше допустимой ведет к аварии.

Причины повышения температуры стенки.

1. Отложение солей на внутренней стенке пароперегревателя. Это уменьшает коэффициент теплоотдачи от стенки пару и приводит к значительному повышению температуры стенки, а в конечном счете – к одулине и разрыву.

Методы борьбы с этим:

недопущение заноса солей в пароперегреватель. Для этого не допускать вспенивания котловой воды и бросков в пароперегреватель; поддерживать в порядке сепарационные устройства с тем, чтобы выдавать пар в пароперегреватель достаточно сухим;

соблюдение графика промывки пароперегревателя;

Промывка пароперегревателя осуществляется при нахождении котла в холодном резерве. Для этого в котел от главного паропровода и в коллектор перегретого пара начинает подаваться питательная вода. Необходимо производить контроль качества воды, поступающей на промывку и выходящей из пароперегревателя. Промывку прекращают, когда солесодержание воды, входящей и выходящей, сблизятся.

2. Повышение температуры перегретого пара выше допустимой. Перевод котла на автоматическое регулирование и исправное состояние автоматики – основная гарантия надежной работы.

3. Разверка температур по змеевикам. Причины указаны выше. Во время эксплуатации (работы котла) возможно устранение тепловых перекосов путем обдувки и расшлаковки поверхностей нагрева либо наладки работы пылеугольных горелок.

Одной из причин, могущей привести к аварии, является несоответствие качества металла труб предъявляемым требованиям. Устранение причины – в тщательной проверке качества металла труб пароперегревателя перед установкой при монтаже.

Более редкий случай аварии пароперегревателя – ввиду золотого износа труб. Методы профилактики:

а) поддержание скорости газов в области пароперегревателя в допустимых пределах;

б) недопущение гидродинамической неравномерности по газовой стороне.

12.5. Режим работы пароперегревателя при растопке

При растопке котла не происходит охлаждения змеевиков, поэтому необходимо принимать меры для защиты труб пароперегревателя от пережога. В старых конструкциях котлов (обычно небольшой мощности) применялись следующие методы.

1. Отключение пароперегревателя при растопке от газового потока специальным шибером, расположенным в газоходе котла. Газы перепускались мимо пароперегревателя. Недостаток – шибера “горят”.

2. Заполнение пароперегревателя конденсатом либо дистиллятом. При этом конденсат должен быть высокого качества, с тем, чтобы не оставались отложения солей на внутренних стенках трубок.

3. В мощных котлах иногда практикуется подключение пароперегревателя к паровой магистрали и пропуск через него пара с других котлов.

4. Наиболее распространенный способ защиты пароперегревателя при растопке – это открытие вентилей на линии продувки из коллектора перегретого пара. Пароперегреватель с момента закипания воды охлаждается образующимся паром. В начальный период растопки расход пара невелик, однако температура металла в этот период не выходит за допустимые пределы, поскольку температура газа имеет невысокое значение даже в топочной камере.

По мере увеличения парообразования растет температура газов в топке и конвективных газоходах. Однако в этот период усиливается охлаждение пароперегревателя за счет возрастания расхода пара.

При быстром нарастании тепловыделения в топке температура пара может сильно возрасти ввиду того, что прирост расхода пара при этом отстает от прироста тепловосприятия пароперегревателя. При таких режимах растопки приходится снижать температуру пара путем впрыска воды на входе в рассечку пароперегревателя. Примером может служить настенный пароперегреватель, который устанавливают либо по всей высоте топки, либо в верхней ее части.

Установка перегревателя в верхней части топки позволяет применить обычный метод растопки барабанного котла без специального охлаждения.

Установка радиационного пароперегревателя по всей высоте топки, включая зону максимальных тепловых потоков, требует осуществления специальных мероприятий (пропуск постороннего пара, применение растопочных схем и др.) для охлаждения труб пароперегревателя при растопке.

В прямоточных котлах растопку осуществляют принудительной подачей воды и пароводяной смеси, что обеспечивает охлаждение труб радиационного перегревателя.

12.6. Регулирование температуры перегретого пара

В эксплуатации могут возникнуть условия, при которых температура перегретого пара будет отклоняться от допустимой. На температуру перегрева влияют следующие факторы:

- температура питательной воды;
- избыток воздуха;
- влажность топлива;
- условия шлакования поверхностей нагрева;
- нагрузка котла и другие факторы.

Обычные колебания температуры питательной воды слабо влияют на $t_{пп}$. Заметное влияние оказывается при выходе из строя подогревателя высокого давления. При снижении температуры питательной воды температура перегрева увеличивается. Существует примерно такое соотношение: повышение температуры питательной воды на 3° соответствует примерно снижению температуры перегрева на 1°C .

Избыток воздуха (α) начинает заметно влиять на температуру перегрева при его изменении $\geq 10\%$. Увеличение избытка воздуха в конце топки на 10% дает увеличение температуры перегретого пара на $18\text{--}20\%$. Но регулирование температуры перегретого пара избытком воздуха нерационально в связи с возрастанием потерь, а также с возникающей при этом неустойчивостью топочного режима.

Влажность топлива, изменяясь в эксплуатационных пределах, влияет на $t_{\text{шт}}$ очень слабо.

При увеличении зашлаковки экранов $t_{\text{шт}}$ увеличивается.

При зашлаковке трубок пароперегревателя температура перегрева уменьшается.

Влияние расхода пара на температуру перегрева в конвективных и радиационных пароперегревателях было рассмотрено ранее. По своему действию регуляторы перегрева могут быть разбиты на две группы.

1. Регуляторы, в которых воздействие происходит на рабочее тело – пар. Эти регуляторы подразделяют на регуляторы поверхностного типа и впрыскивающие.

2. Регуляторы, в которых воздействие производится на обогревающий агент – газовые регуляторы перегрева.

12.6.1. Поверхностные пароохладители

Поверхностные пароохладители, применяемые на мощных современных котлах, установленных на электростанциях, могут быть горизонтальными и вертикальными.

Состоят из корпуса, крышки, трубной доски и змеевиков. Вода течет по трубкам (рис. 12.7). Между трубками – пар.

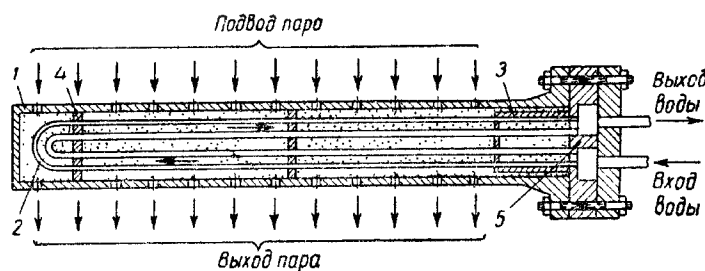


Рис. 12.7. Схема поверхностного пароохладителя:

- 1 – корпус; 2 – змеевики (на схеме показаны только два из них); 3 – рубашка, препятствующая передаче тепла в торце камеры; 4 – опорная перегородка; 5 – разделительная перегородка

Поверхностные регуляторы могут быть включены:
на стороне насыщенного пара;
между пакетами пароперегревателей (“в рассечку”);
на стороне перегретого пара.

Особенности каждой схемы в следующем.

Регуляторы, расположенные между пароперегревателем и турбиной, не защищают трубы пароперегревателя от перегрева, поэтому такой тип имеет ограниченное применение.

Включение регулятора на стороне насыщенного пара позволяет защитить от чрезмерного перегрева не только металл турбины, но и пароперегреватель. Но при этом снижение температуры перегретого пара достигается за счет конденсации некоторого количества насыщенного пара. Это вызывает неравномерное распределение влаги по змеевикам и разверку температуры перегрева в различных змеевиках.

Наиболее разумным является включение пароохладителя между пакетами пароперегревателя.

Основные недостатки пароохладителей поверхностного типа:

- 1) инертность, т. е. значительное запаздывание изменения температуры перегретого пара (5–7 мин) при изменении режима работы котла. Это явилось основной причиной того, что новые парогенераторы высокого давления теперь проектируют с охлаждением перегретого пара впрыском;
- 2) трудность достижения равномерного распределения сконденсировавшейся влаги по змеевикам при установке пароохладителя на стороне насыщенного пара.

Изготавливаемые в настоящее время поверхностные регуляторы могут изменять температуру перегретого пара в пределах 50–60 °С. При этом через пароохладитель проходит до 40–60 % расхода питательной воды. За счет пароохладителя питательная вода нагревается на 20–25 °С.

12.6.2. Пароохладители впрыскивающего типа

Пароохладители впрыскивающего типа получили широкое распространение на котлах высокого давления. Во впрыскивающем пароохладителе охлаждающая вода поступает в трубопровод пароперегревателя через сопла (рис. 12.8). Мелкораздробленные капли воды, смешиваясь с перегретым паром, нагреваются и испаряются, что приводит к охлаждению пара. В месте ввода впрыска в трубопровод установлена распыливающая гильза. Для предохранения металла трубопровода от резкого охлаждения по длине 3–8 м коаксиально установлена тонкая сварная труба, отделенная от основной трубы паровой прослойкой.

В некоторых конструкциях в месте впрыска устанавливают диффузор, который обеспечивает хорошее перемешивание пара.

В пароохладитель впрыскивающего типа подается от 5 до 10 % воды. Поэтому содержание примесей во впрыскиваемой воде не должно существенно превышать содержание примесей в паре.

Существуют следующие схемы подачи воды на впрыск.

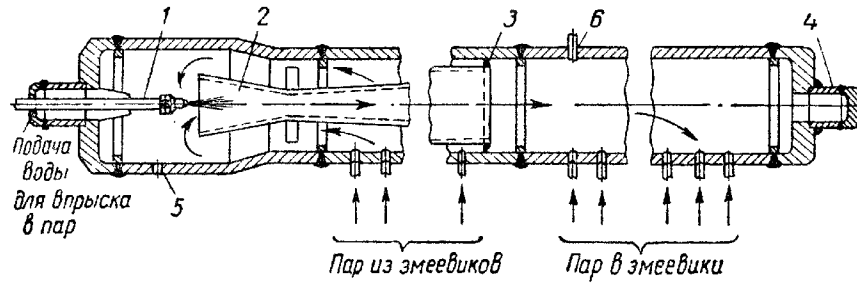


Рис. 12.8. Впрыскивающий парохладитель горизонтального типа:

1 – распыливающая гильза; 2 – диффузор; 3 – перегородка;
4 – лючок; 5 – дренаж; 6 – штуцер для отбора проб пара.

Подача воды на впрыск непосредственно из питательной линии. Это возможно при питании котлов чистым конденсатом с солесодержанием его не выше 0,3 мг/л, что применимо к прямоточным котлам.

Для подачи воды на впрыск может использоваться конденсат из регенеративных подогревателей или, если установлены паровые калориферы для подогрева воздуха, то у них конденсат имеет меньшее солесодержание, чем из конденсатора турбины.

В этом случае обычно вдоль котельной прокладывают специальные трубопроводы и устанавливают насосы. Схема получается несколько сложной и дорогой.

Впрыск собственного конденсата. Был впервые предложен А. П. Гачевым в 1938 году. Он предложил вводить собственный конденсат в насыщенный пар (перед пароперегревателем). Схема не прижилась.

В 1952 г. предложена и внедрена схема проф. Долежалем – впрыск в промежуточный коллектор (рис. 12.9).

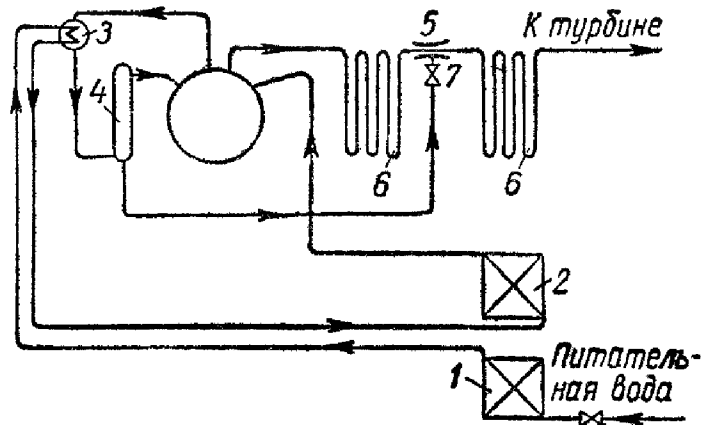


Рис. 12.9. Схема регулирования температуры перегретого пара впрыском собственного конденсата:

1 и 2 – первая и вторая ступени экономайзера; 3 – конденсатор;
4 – сборник конденсата; 5 – впрыскивающее устройство (эжектирующая труба);
6 – пароперегреватель; 7 – регулирующий вентиль

Распыл – за счет разности давлений в барабане – промежуточном коллекторе, а также сопла Вентури.

Потеря давления в диффузоре от 0,5 до 3 бар. Отсутствие насоса – положительный фактор. Сложность конструкции – недостаток. Второе преимущество – надежность. Третье – частичное саморегулирование.

12.6.3. Регулирование температуры перегрева путем смешения перегретого пара с насыщенным

Этот способ применяется в основном в установках малой мощности. Недостаток – получается неоднородная смесь.

12.6.4. Комбинация радиационного и конвективного пароперегревателей

В современных котлоагрегатах большой мощности и высокого давления, как уже говорилось выше, добиваются почти горизонтальной характеристики пароперегревателя (зависимости $t_{\text{пн}}$ от D , т/ч) путем комбинации радиационного и конвективного пароперегревателя. Но это, безусловно, является недостаточным. На этих котлоагрегатах требуется установка также пароохладителей другой конструкции.

12.6.5. Газовое регулирование температуры перегрева

Газовое регулирование температуры перегрева не получило у нас широкого распространения. В иностранных конструкциях же довольно часто этот принцип используется.

Газовое регулирование температуры может быть осуществлено следующими путями:

- изменением температуры газа на выходе из топки при применении поворотных горелок;

- рециркуляцией газов из конвективных газоходов в топку;

- изменением количества газов, проходящих через пароперегреватель (байпасирование газов).

Поворотными горелками можно перемещать центр факела по высоте топки. При подъеме факела падает тепловосприятие конвективной поверхности нагрева. В котле с конвективным пароперегревателем это приводит к увеличению температуры пара. Подъем факела сопровождается ростом температуры газов в конце топки и по всему конвективному газоходу. Это несколько увеличивает потерю с уходящими газами, а при сжигании топлив с малым выходом летучих может увеличить потерю q_2 .

Как показал опыт эксплуатации, каждый градус поворота горелки изменяет температуру перегретого пара примерно на 2°C . В применяемой в России конструкции горелка опускается на 20°C и поднимается на 10° от горизонтальной оси.

При рециркуляции часть газов из конвективного газохода специальным вентилятором подается в топку. Возможны два случая.

1. Газ подается в нижнюю часть топки. При этом снижается теоретическая температура горения. Снижается теплоотдача радиацией в топке, повышаются температура и скорость газов на выходе из топки. Температура перегрева в конвективном пароперегревателе возрастает. Этот способ регулирования не требует дополнительной поверхности нагрева пароперегревателя и увеличения мощности дымососа, так как при максимальной нагрузке рециркуляция выключена.

2. Газ подается в верхнюю часть топки. При этом снижается температура на выходе из топки, т. е. перед пароперегревателем. Это уменьшает тепловосприятие последнего, а следовательно, и температуру перегрева. Однако при этом увеличивается расход энергии на привод дымососа.

Регулирование температуры перегрева путем изменения расхода газов через конвективную часть пароперегревателя может быть осуществлено также двумя путями.

В обоих случаях имеются два газохода. В одном – установлен пароперегреватель. Вторым – либо пустой, либо в нем установлен пакет водяного экономайзера (рис. 12.10).

В обоих случаях для снижения температуры перегрева часть газов пропускается мимо пароперегревателя.

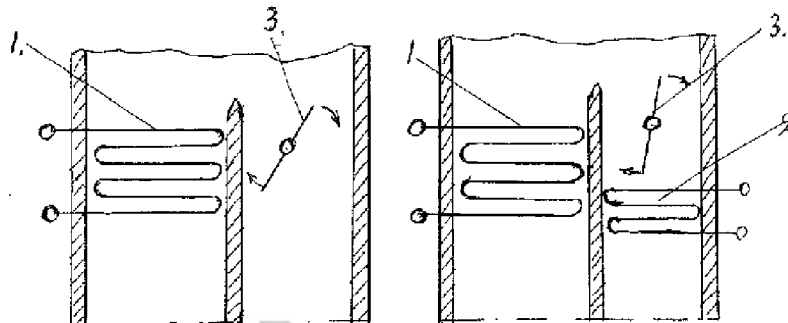


Рис. 12.10. Схема байпасирования газов:

1 – пароперегреватель; 2 – одна из ступеней водяного экономайзера;
3 – поворотный шибер

Недостаток этой схемы – наличие шибера, расположенного в потоке газов, имеющих высокую температуру. Шибер часто выходит из строя.

12.6.6. Особенности регулирования вторичного перегрева пара

В котлах высокого и сверхвысокого давления наряду с перегревом свежего пара имеет место промежуточный перегрев пара после того, как он отработал в цилиндре высокого давления турбины. В промежуточном пароперегревателе давление пара невелико и определяется тепловой схемой станции.

При сверхвысоком давлении часто пар дважды перегревается в двух промежуточных перегревателях.

Поверхности нагрева вторичных пароперегревателей чаще всего расположены в конвективной зоне котельных агрегатов. В более редких случаях их размещают в “полурадиационной” зоне и выполняют в виде ширмовых поверхностей. Совсем редко поверхности вторичных перегревателей устанавливают в топке в виде экранных панелей.

Котлостроительные заводы России вторичных пароперегревателей радиационного типа не изготавливают, некоторое количество котельных агрегатов выполнено с ширмовыми вторичными пароперегревателями (например, котел ТПП Д = 475 т/ч в моноблоке 300 МВт).

Увеличенный объем пара в промежуточном перегревателе по сравнению с основным перегревателем требует значительных проходных сечений, поэтому в большинстве случаев для уменьшения перепада давления применяют параллельное включение двух или трех змеевиков.

При регулировании промежуточного перегрева пара установка впрыскивающих пароохладителей не рекомендуется. При впрыске увеличивается объем пара, проходящего через последние ступени турбины и возрастают потери в конденсаторе. Каждый процент впрыска в котлах сверхвысоких параметров снижает КПД всей установки на 0,1–0,2 %.

Для регулирования промежуточного перегрева применяют следующие методы.

12.6.7. Газовые методы регулирования промежуточного перегрева пара

Рециркуляция газов.

Рециркуляция газов как средство регулирования промежуточного перегрева пара получила значительное распространение. Этот метод имеет ряд достоинств, наиболее важными из которых являются широкий диапазон регулирования и экономия дорогостоящего металла и арматуры пароперегревателя. Рециркуляция газов получила широкое распространение в США, Франции, ФРГ, Японии и др.

В России начали применять рециркуляцию газов на малых котлах с 20-х годов. На крупных энергетических котлах отечественного производства она применяется на Подольском, Таганрогском и Барнаульском котлостроительных заводах.

Отбор дымовых газов на рециркуляцию осуществляется обычно за водяным экономайзером при 250–350 °С. Отбор газов при более высокой температуре потребовал бы специальных мер защиты всего тракта рециркуляции, особенно дымососа и газовых заслонок.

Изменение положения факела в топке.

Положение факела изменяется применением поворотных горелок и многоярусных горелок.

При регулировании промежуточного перегрева путем изменения положения факела поверхность нагрева вторичного перегревателя устанавливается без запаса. Ее рассчитывают по номинальной нагрузке котла и для такого положения поворотных горелок или такой комбинации работающих горелок по ярусам, которые обеспечивают возможность изменения температуры газов на выходе из топки в сторону как повышения, так и снижения.

Изменения температуры газов за топкой в значительной мере смягчаются ступенью первичного перегревателя, расположенного перед вторичным. Поэтому для обеспечения необходимого диапазона регулирования приходится изменять температуру за топкой в широком диапазоне. Так, для котла 800 т/ч заданный вторичный перегрев при нагрузке 70 % от номинальной достигается путем повышения температуры газов на выходе из топки на 60 °С по сравнению с работой на полной нагрузке котла.

Значительное перемещение факела может привести к большому недожогу в случае использования слабореакционного топлива.

Байпасирование газов.

Этот метод основан на изменении расхода газов через газоход, в котором размещен вторичный пароперегреватель.

Регулирование промежуточного перегрева пара поворотными заслонками предусмотрено в России на котлах типа ПК-39 для блоков 300 МВт. Это резервное средство регулирования при основных паро-паровых теплообменниках.

Оригинальная схема регулирования промежуточного перегрева методом байпасирования разработана ВТИ и Оргэнергостроем совместно с ТКЗ. Ее часто называют схемой с “расщепленным хвостом”. Эта схема обходится без ненадежно работающих газовых шиберов. Ее используют в парогенераторах ТПП-200 ($P_{\text{гн}} = 255$ Па, $t_{\text{гн}} = 565\text{--}570$ °С) и ТПП-200-1 ($t_{\text{гн}} = 565/545$), работающих на АШ и природном газе в блоке с турбиной мощностью 800 МВт.

Как показали исследования, способ регулирования промышленного перегрева пара распределением газов по параллельным газоходам хорошо сочетается с высокотемпературным подогревом воздуха и является наиболее перспективным при сжигании низкорекреационных топлив.

В проектах газомазутных котлоагрегатов для блоков 800 и 1200 МВт ($P_{\text{гн}} = 255$ Па, $t_{\text{гн}} = 545/545$ °С) также предусмотрены конструкции с регулированием промежуточного перегрева распределения газов по параллельным газоходам. Отличительной особенностью последних является то, что пакеты водяного экономайзера располагаются не только в байпасном,

но и в основном газоходе. Кроме того, часть первичного пароперегревателя размещена в байпасном газоходе.

12.6.8. Паровые методы регулирования промежуточного перегрева

Метод регулирования вторичного перегрева путем байпасирования пара мимо части поверхности нагрева (рис. 12.11) основан на том, что при увеличении или уменьшении расхода пара через конвективную ступень перегревателя существенно изменяется ее средний температурный напор, в меньшей степени – коэффициент теплоотдачи и собственно меняется среднее тепловосприятие ступени. Этот метод был разработан почти одновременно заводом “Красный котельщик” совместно с ЦКТИ, а также заводом им. Орджоникидзе и применяется только в России.

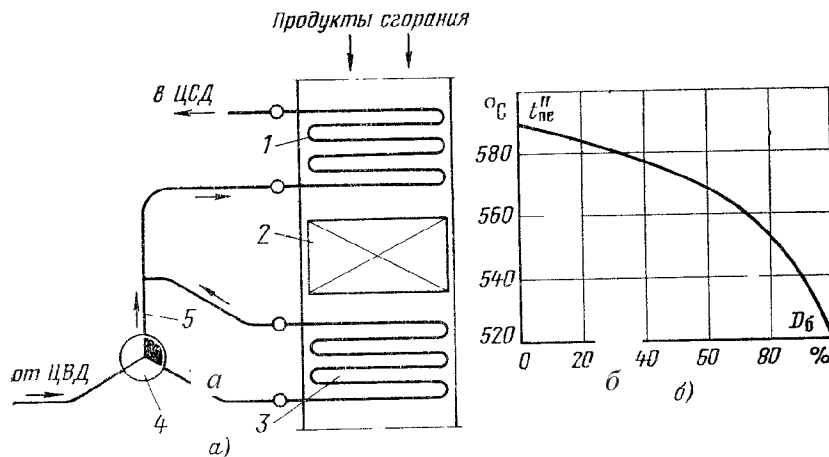


Рис. 12.11. Регулирование температуры промежуточного перегрева пара прямоточного котла байпасированием:

a – схема регулирования; b – зависимость температуры перегретого пара от доли байпасируемого пара. 1 – горячая ступень; 2 – переходная зона; 3 – холодная ступень; 4 – байпасный клапан; 5 – обводной паропровод

Дополнительная поверхность нагрева, снабженная байпасным устройством, является регулировочной ступенью. Она включается как первая по ходу пара ступень, выполняется из легированной стали (обычно 12×1 МФ) и размещается в зоне низких температур газов (менее 600 °C на входе) по соображениям надежной работы труб.

Основным параметром работы этой ступени является коэффициент байпаса, или доля пара, отводимого помимо ступени:

$$\beta = \frac{D_б}{D_{\text{шт}}},$$

где $D_б$ – расход пара через байпасную линию;

$D_{\text{шт}}$ – общий расход пара.

Чем меньше β , тем больше тепловая эффективность ступени.

Недостаток метода – относительно большие капитальные затраты на малоэффективную в тепловом отношении дополнительную поверхность нагрева из легированной стали (а также арматуру, трубопроводы и др.).

Паровые и газопаровые теплообменники.

В последнее время получил широкое распространение способ регулирования температуры пара промперегрева в паро-паровом теплообменнике (рис. 12.12).

Регулирование производится за счет изменения расхода пара через теплообменник. В разных схемах может изменяться либо расход первичного, либо вторичного пара. Это влияет и на температуру первичного пара. Там температура регулируется впрыском. Использование паро-парового теплообменника требует увеличения поверхности нагрева первичного пароперегревателя.

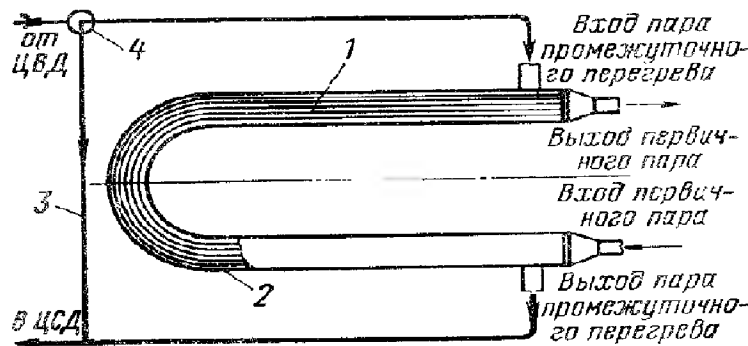


Рис. 12.12. Схема паро-парового теплообменника:

1 – теплообменные трубки; 2 – камера; 3 – байпас; 4 – регулирующий клапан

За рубежом иногда применяется парогазопаровой теплообменник. Это по сути тот же регулятор, что изображен выше, но помещенный в газоход. Пар высокого давления – по внутренним трубам. Этот пароохладитель называется “трифлюкс”.

Принципиальные схемы тепловой связи основного и промежуточного перегревателей при регулировании температуры промперегрева паро-паровыми теплообменниками представлены на рис. 12.13.

Почти все котельные агрегаты отечественных блоков сверхкритического давления пара и частично докритического снабжены подобными теплообменниками.

Теплообменники часто называются в литературе “бифлюкс” и “трифлюкс”.

Во всех случаях теплообменники включаются в первичный паровой тракт после первой ступени перегревателя высокого давления с так называемой радиационной характеристикой, отличающейся возрастанием тепловосприимчивости при снижении нагрузки.

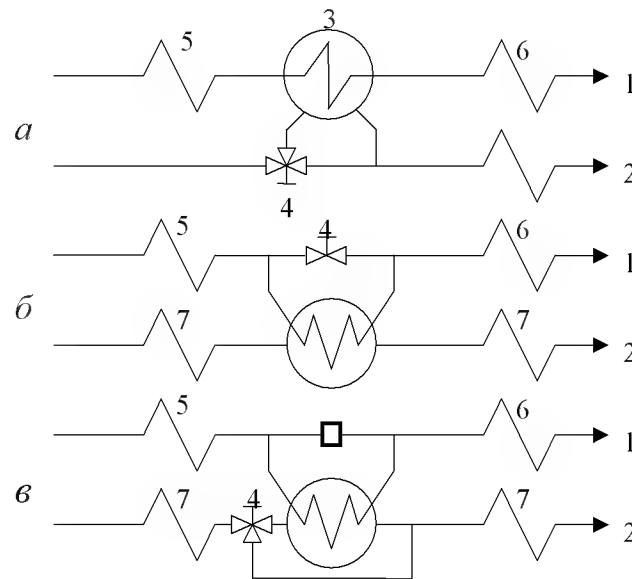


Рис. 12.13. Схемы включения паро-паровых регуляторов перегрева:

а – схема ЗИО; *б* – схема Дюрр; *в* – схема ТКЗ

1 и 2 – выходы пара основного и промежуточного перегрева; 3 – паро-паровой и газопаро-паровой теплообменники; 4 – регулирующий клапан;
5 – радиационные и полурadiационные ступени основного перегревателя; 6 – конвективные ступени основного перегревателя; 7 – конвективные ступени промежуточного перегревателя; 8 – дроссельная шайба

Схема завода им. Орджоникидзе отличается тем, что первичный пар проходит через теплообменник, а регулирование может осуществляться путем обвода их на стороне пара вторичного перегрева. Пропуск всего первичного пара через теплообменники при большой степени участия их в общем тепловосприятии вторичного перегревателя обеспечивает благоприятные условия передачи вторично перегреваемому пару большого количества радиационного тепла и ослабление зависимости температуры вторичного перегрева от нагрузки. По схеме “а” имеется возможность разместить выходную ступень вторичного пароперегревателя в такой температурной зоне, при которой нет необходимости специальной защиты ее от чрезмерного повышения температуры металла во время пуска блока и резких сбросов его нагрузки. В то же время эта схема, предусматривающая подачу большого количества тепла уже при номинальной нагрузке блока, связана со значительными затратами на дорогостоящую и дополнительную поверхность нагрева первичного перегревателя, дополнительные паропроводы и повышенные гидравлические потери по первичному паровому тракту.

Схема Дюрр “б” построена на противоположных принципах. В ней паровые теплообменники при номинальной нагрузке почти не используются и служат дополнительной поверхностью нагрева к конвективному газовому вторичному перегревателю. Проход первичного пара мимо теплообменника при этой нагрузке полностью открыт, через теплообменник проходит 5–7 % первичного пара. По мере уменьшения нагрузки клапан байпаса прикрывается,

проток первичного пара через теплообменник увеличивается. Существенным недостатком этой схемы является повышенное гидравлическое сопротивление тракта вторичного перегрева и соответственно повышенные энергетические потери.

Схема завода “Красный котельщик” “В” занимает промежуточное положение. Преимущество ее перед последней состоит в удобстве автоматизации: в этой схеме регулируемым участком является выходная ступень вторичного перегревателя, а в схеме Дюрр – аналогичная ступень + сам теплообменник. Эта схема предусматривает нерегулируемый пропуск первичного пара через теплообменник. Расход его при номинальной нагрузке устанавливается подбором дроссельной шайбы в байпасной линии. Относительная величина этого расхода сохраняется примерно одинаковой при всех нагрузках.

Недостатки схем с теплообменниками связаны с затратой металла и труда на его изготовление, практически не участвующего в полезном теплообмене. Этот недостаток практически полностью исключается в газо-паро-паровых теплообменниках (“трифлюкс”). В них сами теплообменники размещаются в газоходах котла и вторичный перегрев осуществляется частично паром высокого давления, частично дымовыми газами.

Общим недостатком паро-паровых теплообменников является некоторая трудность обнаружения повреждений внутренних трубок теплообменников и ремонта их.

Газопаро-паровой теплообменник (ГППО) выполняют в виде ширм или конвективного пакета, поверхность нагрева которых состоит из коаксиальных труб. Теплообменник располагают в потоке продуктов сгорания. При этом продукты сгорания обеспечивают почти постоянный обогрев, а температуру пара промперегрева регулируют изменением расхода первичного пара. Окончательную температуру первичного пара устанавливают впрыском. В этих условиях требуется меньшая дополнительная поверхность нагрева основного пароперегревателя.

Недостатки этой конструкции: сложность организации охлаждения при растопке, пониженная надежность при переменных режимах.

13. ВОДЯНЫЕ ЭКОНОМАЙЗЕРЫ

13.1. Классификация водяных экономайзеров

Водяной экономайзер как один из основных элементов котельных установок прежде исключительно предназначался для использования тепла отходящих газов, покидающих котлы. По мере повышения давления пара все более увеличивается значение водяного экономайзера. С повышением параметров пара увеличивается доля тепла, расходуемого на подогрев жидкости до кипения, и уменьшается скрытая теплота парообразования. Перенесение функции подогрева воды до кипения на экономайзер дает возможность облегчить работу котла. Проще и надежнее получают его циркуляционные контуры.

Таким образом, учитывая наличие сильно развитых поверхностей пароперегревателя и водяного экономайзера, большая часть поверхностей нагрева в современном энергетическом котле работает по прямоточному принципу, без естественной циркуляции, и сравнительно небольшая часть нуждается в обеспечении достаточной кратности циркуляции.

При работе водяного экономайзера гидравлическое сопротивление его может быть значительным, так как движение в нем нагреваемой среды обеспечивается не за счет естественной циркуляции. Поэтому поверхность нагрева может быть выполнена из труб малого диаметра, что повышает коэффициент теплопередачи.

Температура воды на входе в водяной экономайзер определяется исходя из наиболее выгодного по тепловой схеме регенеративного подогрева. Характерные для современных ТЭС температуры воды на входе в водяной экономайзер приведены в таблице.

Рабочее давление, атм	40	101	140	255
Температура питательной воды, °С	145	215	230	260

По компоновке с котлом различают экономайзеры центральные и индивидуальные.

Схема включения центрального водяного экономайзера представлена на рис. 13.1.

Большой недостаток центрального водяного экономайзера: вследствие наличия обводного газохода, а также неплотностей заслонок неработающих котлов происходит значительный присос воздуха.

Другим недостатком центрального экономайзера является то, что при его отключении на чистку либо ремонт все котлы не имеют подогрева воды, что вредно отражается на металле котла.

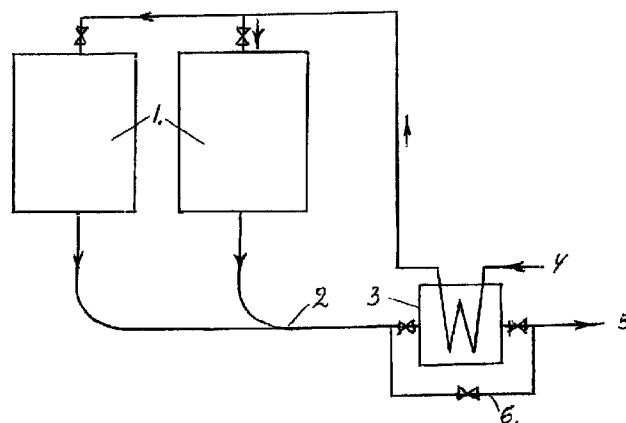


Рис. 13.1. Схема включения центрального водяного экономайзера:

1 – котлы; 2 – газопровод; 3 – центральный экономайзер; 5 – отвод газов к дымовой трубе;
6 – обводной газопровод

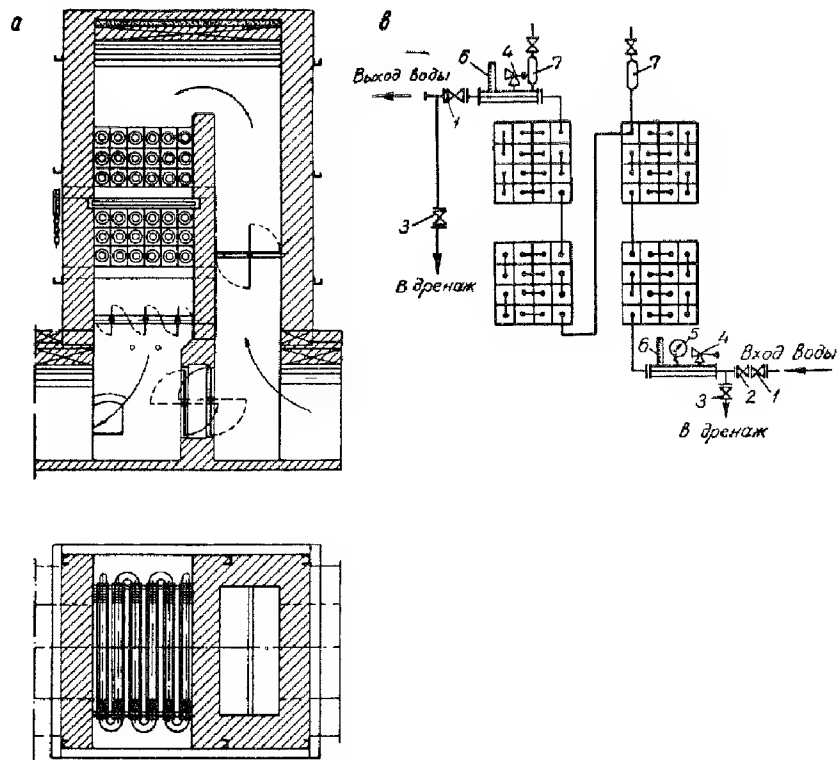


Рис. 13.3. Чугунный водяной экономайзер:

а – общий вид; *б* – ребристая труба ВТИ; *в* – схема присоединения к котлу; 1 – запорная арматура; 2 – обратный клапан; 3 – дренажный вентиль; 4 – предохранительный клапан; 5 – манометр; 6 – термометр; 7 – воздушник (вантуз)

Движение вверх обязательно по той причине, что при нагревании из воды выделяются пузырьки растворенных ранее газов, которые должны из экономайзера удалиться. С целью надежного смыывания пузырьков скорость движения воды должна быть более 0,3 м/с, а скорость газов во избежание чрезмерного засорения экономайзера с внешней стороны золой и сажей не менее 5 м/с.

Чугунные ребристые экономайзеры применяют в котлах низкого и среднего давления. При давлении более 60 атм их никогда не ставят ввиду невысокой прочности чугуна.

Чугунные ребристые трубы имеют по краям прямоугольные фланцы, что дает возможность, набирая группу труб, ограничить газоход с двух сторон металлическими стенками. Возможность присоса воздуха через щели между фланцами ликвидируется конопаткой асбестовым шнуром, укладываемым в особые канавки, находящиеся во фланцах.

Основное преимущество ребристых чугунных труб перед гладкотрубными чугунными – меньший расход металла, компактность, а следовательно, и дешевизна.

Игольчатые чугунные водяные экономайзеры мало чем отличаются от ребристых. На них вместо ребер отлиты обтекаемые иглы. Эти экономайзеры

имеют меньшее сопротивление ввиду лучшей обтекаемости. Скорость в них обычно больше 10–12 м/с (по газам) и они самообдуваются.

Основное преимущество чугунных экономайзеров – малая опасность внутренней и внешней коррозии. Это дает возможность широко применять их в малых установках, где требования к качеству питательной воды понижены.

Недостатки чугунных экономайзеров:

невозможно построить на высокое давление;

боязнь гидравлических ударов;

больше количество фланцевых соединений с калачами;

на зольных топливах – ребра засоряются золой.

13.3. Стальные экономайзеры

Стальные экономайзеры можно разделить на:

гладкотрубные;

ребристые;

плавниковые и мембранные.

Стальными экономайзерами обычно снабжают котлоагрегаты давлением более 22 бар.

Плавниковые и мембранные экономайзеры (рис. 13.4)

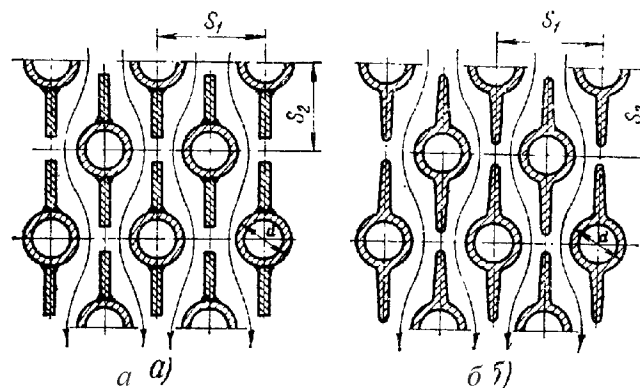


Рис. 13.4. Плавниковые трубы экономайзера:

a – приварные плавники;

б – трубы плавникового профиля

С целью интенсификации теплоотдачи и повышения компактности к гладкотрубным стальным змеевиковым экономайзерам приваривают плавники. Это повышает тепловосприятие. Объем, занимаемый поверхностью нагрева с прямоугольными плавниками, меньше объема гладкотрубной на 25–30 % при одинаковом расходе энергии на тягу.

Бывают и трубы плавникового профиля (рис. 13.4). В мембранных поверхностях экономайзеров (рис. 13.5) трубы сва-

ривают листами стали толщиной 2–3 мм. Это уменьшает габариты водяного экономайзера на 40–50 %.

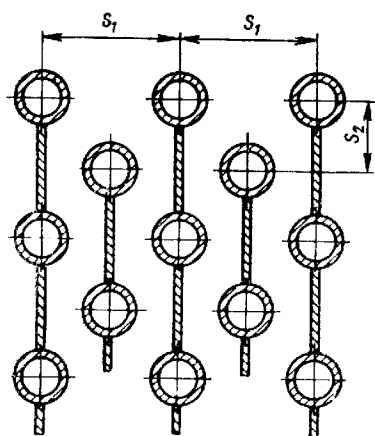


Рис. 13.5. Мембранная конвективная поверхность нагрева

Стальные экономайзеры с ребристыми трубами. Ребристые стальные трубы образуются плотной посадкой на гладкую стальную трубу чугунных колец с ребрами. Такие конструкции применяют чрезвычайно редко.

Стальные гладкотрубные экономайзеры получили наибольшее распространение. Они состоят из ряда параллельных согнутых в виде змеевиков труб (рис. 13.6).

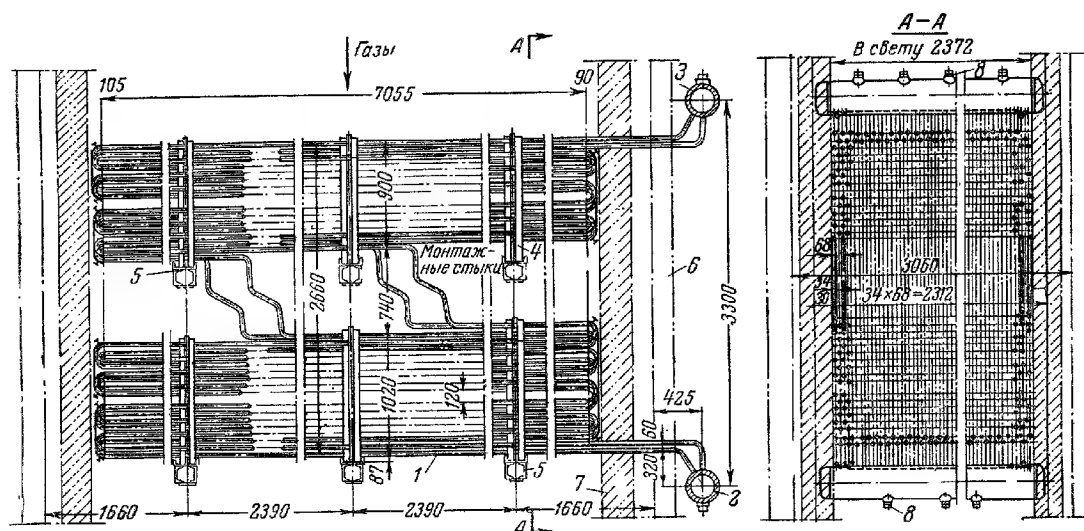


Рис. 13.6. Экономайзер котла ПК-19 (первая ступень):

1 – змеевики; 2 и 3 – входной и выходной коллекторы; 4 – опорные стойки;
5 – опорные балки; 6 – каркас котла; 7 – штуцера для подводящих и отводящих труб

Трубы экономайзера укреплены на стойках, которые устанавливают на опорные балки коробчатой формы. Опорные балки крепят к каркасу. Балки изолируют, а иногда и охлаждают воздухом, путем присоединения их к дутьевому вентилятору.

Как правило, трубы экономайзера располагают в шахматном порядке (лучший коэффициент теплоотдачи и меньший износ, чем при коридорном расположении).

По ходу газов экономайзер разбивается на пакеты высотой 1–1,5 м. Разрывы между пакетами в пределах 550–600 мм, а между воздухоподогревате-

лем – не менее 800 мм. Это улучшает условия ремонта, хотя и требует значительного увеличения высоты конвективной шахты.

Трубы к коллектору в современных конструкциях присоединяют сваркой через промежуточные штуцера, которые также приваривают к коллектору.

В котлостроении явно выражена тенденция к постепенному уменьшению диаметров труб водяных экономайзеров. Вначале для изготовления змеевиков применяли трубы с наружным диаметром 60 и 51 мм. Затем перешли на трубы 38 мм, и, наконец, в последнее время – на трубы 32 мм. В настоящее время предусматривают конструктивные и технологические меры для перехода к трубам диаметрами 28 и 25 мм.

С уменьшением диаметра труб водяных экономайзеров интенсифицируется теплопередача, уменьшаются загрязнения поверхностей нагрева золой и увеличивается поверхность нагрева, размещаемая в единице объема. Например, при переходе от труб диаметром 38 мм на трубы диаметром 28 мм занимаемый поверхностью нагрева объем может быть уменьшен до 40 %.

При коридорном расположении труб они подвергаются значительно большему загрязнению, чем при шахматном расположении. Кроме того, при равных условиях увеличиваются на 25 % габариты поверхности и вес металла. Поэтому для хвостовых поверхностей не следует располагать пучки труб в коридорном порядке.

Трубы в пакете экономайзера располагают как можно плотнее. По технологическим условиям изготовления змеевиков радиусгиба труб не может быть существенно меньше двух диаметров, поэтому минимальный шаг в продольном направлении $S_r \geq 60$ мм. Уменьшение отношения S_r/d_n до 1,0-1,5 может быть достигнуто применением многорядных змеевиков (рис. 13.7).

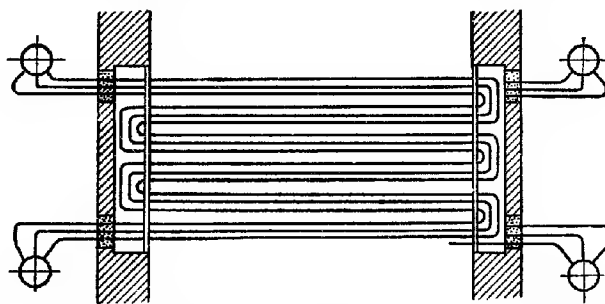


Рис. 13.7. Схема расположения змеевиков в экономайзере

Уменьшение отношения S_r/d до 1 уменьшает габариты в 2,5 раза, а поверхность нагрева в 1,3 раза. Коэффициент загрязнения при этом уменьшается в 4 раза за счет самообдужки.

Поперечный шаг, исходя из условий необходимости размещения между трубами подвесок или опор змеевиков, рекомендуется: $S_r/d = 2,3-2,5$.

Дистанционирование змеевиков осуществляют приваркой специальных гребенок к стойкам сверху и внизу пакета. В зонах температур больше 500 °С обыч-

но применяют опоры, а не подвески. Чтобы трубы змеевиков не прогибались, расстояние между креплениями не должно превышать 3,5 м.

Экономайзеры могут быть кипящего и некипящего типа. В экономайзерах кипящего типа допускается кипение воды с образованием пара в количестве 14–15 %, а иногда до 20 %. Экономайзеры кипящего типа делают только стальными. Чугунные экономайзеры – все некипящего типа. В этих экономайзерах вода должна не догреваться до кипения на 30–50 °С. Конструктивно экономайзер некипящего типа отличается от кипящего тем, что между водяным экономайзером и котлом может быть установлена запорная арматура. Обычно в котлах с водяным экономайзером некипящего типа имеется обводной боров, по которому идут газы во время растопки. Также предусматривают и питание котла холодной водой мимо водяного экономайзера.

В водяных экономайзерах кипящего типа, которыми снабжены все современные котельные установки, между экономайзером и барабаном котла не установлено никакой запорной арматуры.

В экономайзерах кипящего типа, для надежного смыва со стенок образующихся пузырьков воды скорость движения воды должна быть не менее 1 м/с.

Наличие водяного экономайзера кипящего типа считается целесообразным, поскольку его применение в два раза выгоднее конвективной поверхности нагрева котла по причине более высокого значения Δt и большей простоты изготовления.

13.4. Растопочный режим экономайзера

При растопке котла экономайзер некипящего типа обычно отключают по газовой стороне, так как при растопке котел подпитывается очень редко и в водяном экономайзере могут образоваться паровые пробки.

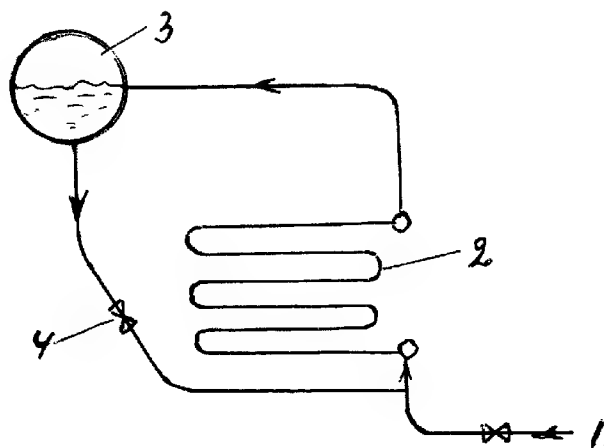


Рис. 13.8. Схема включения экономайзера в схему растопки:

- 1 – подача питательной воды; 2 – водяной экономайзер;
3 – барабан котла; 4 – растопочная линия

Водяной экономайзер кипящего типа органически связан с котлом и отключен ни по газовой, ни по водяной стороне быть не может.

Для обеспечения циркуляции воды в водяном экономайзере кипящего типа при растопке котла открывается растопочная линия (рис. 13.8), связывающая барабан котла с входным коллектором водяного экономайзера.

13.5. Борьба с внутренней и наружной коррозией

Внутренняя коррозия возникает ввиду выделения из воды пузырьков агрессивных газов. Во избежание этого скорость воды в трубах должна превышать 0,3–0,5 м/с при некипящем экономайзере и более 1,0 м/с в случае частичного испарения воды.

Внешняя коррозия может наступить в том случае, если из дымовых газов будет происходить конденсация водяных паров на стенку трубы. Это может произойти при низкой температуре газов, а также при низкой температуре питательной воды. Для того чтобы этого не наступило, температура стенки должна быть выше температуры точки росы ($t_{ст} > t_n$) на 10–15 °С. Опасность выпадения росы имеется на мелких установках, где нет регенеративного подогрева воды.

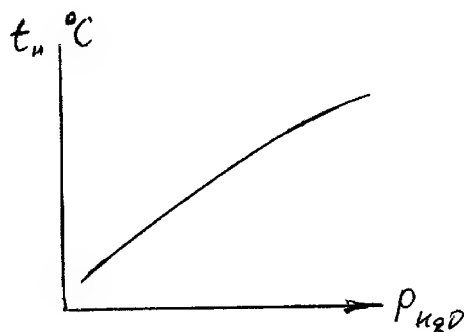


Рис. 13.9. Зависимость температуры насыщения от парциального давления водяных паров

Температура точки росы зависит от парциального давления водяных паров, а также от наличия окислов серы в газах. Наличие окислов серы значительно повышает температуру точки росы. Зависимость температуры t_n (насыщения) для водяных паров от парциального давления представлена графиком (рис. 13.9). При расчете по графику находится $P_{H_2O} \rightarrow t_n$, а затем проверяется, на сколько температура стенки выше найденной величины.

14. ВОЗДУХОПОДОГРЕВАТЕЛИ

14.1. Назначение воздухоподогревателей

Начало использования тепла уходящих газов для подогрева воздуха относится к 1878 г. Однако промышленное применение воздуха относится к 1910 г. (Германия).

Широкое применение воздухоподогревателей у нас в стране началось в 20-х годах текущего столетия. Это совпало с внедрением пылеугольных топок, работающих на низкосортном высоковлажном топливе и на топливах с малой реакционной способностью (АШ, Т).

Подогретый воздух вносит в топку добавочное количество тепла и повышает температурный уровень топочного процесса, что приводит к интенсификации процесса горения и процесса теплоотдачи.

Установка воздухоподогревателя дает следующие преимущества.

1. Повышается температура в топочной камере, что приводит к увеличению коэффициента теплоотдачи.

При среднем составе топочных газов подогрев воздуха на 100 °С увеличивает теоретическую температуру горения на 35–40 °С. При этом уменьшается роль конвективных поверхностей нагрева. Более дорогими являются конвективные поверхности нагрева. Следовательно, это приводит к снижению стоимости котла.

2. Интенсифицируется процесс горения. Повышение температуры в топке приводит к уменьшению времени, необходимого для прогрева пылинки и ее воспламенения. Ускоряются и окислительные процессы.

3. На основании вышеизложенного уменьшаются потери от химической неполноты горения (q_3) и от механического недожога (q_4) за счет лучшего выгорания частиц.

4. Интенсификация процессов горения дает возможность без особого ущерба уменьшить коэффициент избытка воздуха в топке.

5. Установка воздухоподогревателя дает возможность значительно снизить температуру уходящих газов, что уменьшает потерю с уходящими газами (q_2).

6. Уменьшается расход энергии на тягодутьевые установки – ввиду снижения объемов газов (уменьшение α_t см. выше, а также снижение температуры уходящих газов).

Все вышеизложенное привело к тому, что в настоящее время воздухоподогреватель является основной и неотъемлемой частью современного котельного агрегата.

Воздухоподогреватели – это аппараты, которые не находятся под большим давлением. Поэтому их поверхность нагрева значительно дешевле, чем поверхность нагрева котла. При охлаждении газов на 1 °С воздух нагревается примерно на 1,2–1,3 °С (это за счет большего объема газов и более высокой

его теплоемкости). Снижение температуры уходящих газов на 20 °С за счет полезного использования их тепла повышает КПД котла примерно на 1 %.

В современных котлоагрегатах стремятся к наиболее высокому подогреву воздуха.

При слоевом способе сжигания повышению температуры воздуха ставится предел условием работы колосниковой решетки. Топливо сгорает на колосниковом полотне. При этом вблизи решетки развиваются высокие температуры. Решетка фактически охлаждается воздухом, подаваемым под нее. Подогрев воздуха ухудшает условия ее работы. Поэтому в слоевых топках воздух подогревается до 150–200 °С. Самый высокий подогрев – 250 °С. Нижний предел (150 °С) – для антрацита, поскольку он содержит мало летучих и основное горение – горение кокса - происходит на колосниковой решетке. В этом случае развиваются особенно высокие температуры и высокий подогрев воздуха недопустим.

В котлах с пылевидным сжиганием топлива воздух подогревают до более высокой температуры. Чем выше температура подогрева воздуха, тем меньше потери, тем выше КПД котла. Верхний предел подогрева воздуха – 420 °С. Более высокий подогрев в настоящее время не производится, несмотря на желательность в некоторых случаях дальнейшего повышения его температуры. Объясняется это тем, что температура стенок труб воздухоподогревателя в этом случае превышала бы 500 °С и, следовательно, потребовалось бы применение легированных сталей для изготовления верхних кубов воздухоподогревателя.

14.2. Типы и конструкции воздухоподогревателей

По месту установки различают воздухоподогреватели центральные и индивидуальные. У нас в России приняты только индивидуальные воздухоподогреватели. Поэтому в дальнейшем мы только их и будем рассматривать. В зависимости от применяемого материала для изготовления различают стальные, чугунные и стеклянные воздухоподогреватели.

По принципу действия воздухоподогреватели разделяют на регенеративные и рекуперативные.

В рекуперативных воздухоподогревателях передача тепла происходит через неподвижную металлическую стенку.

Рекуперативные воздухоподогреватели, в свою очередь, разделяют на пластинчатые, трубчатые и чугунно-ребристые.

В регенеративных воздухоподогревателях передача тепла от газа к воздуху осуществляется через промежуточное тело, которое попеременно то разогревается газами, то охлаждается воздухом. До последнего времени такие воздухоподогреватели широко применяли в печном хозяйстве, а в последние годы начинают применять и в котлах.

Рассмотрим по порядку все перечисленные типы воздухоподогревателей.

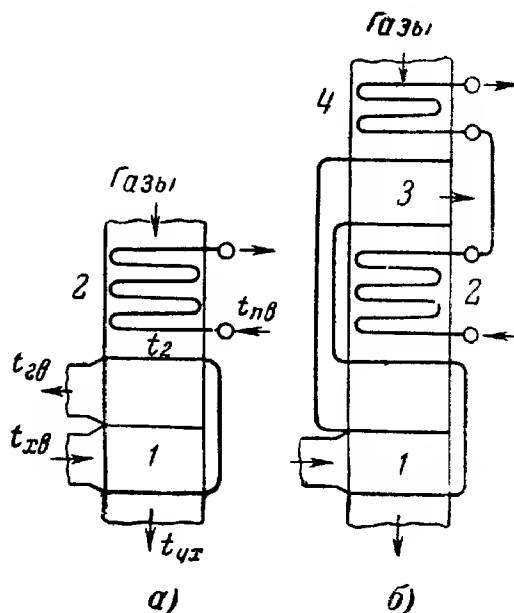


Рис. 14.1. Компоновка низкотемпературных поверхностей нагрева:
 а – одноступенчатая; б – двухступенчатая; 1 и 3 – первая и вторая ступени воздухоподогревателя; 2 – 4 – первая и вторая ступени экономайзера

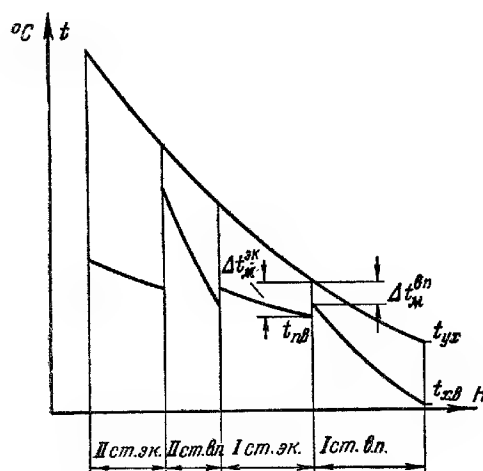


Рис. 14.2. Изменение температуры газа и рабочего тела вдоль низкотемпературных поверхностей нагрева

Воздухоподогреватели располагают, как правило, за водяным экономайзером, “утилизируя” тепло уходящих газов. Поскольку температура питательной воды в котлах высокого давления превышает 200 °С, охладить уходящие газы до нужной температуры невозможно. Однако при размещении воздухоподогревателей учитывается еще и то, что воздух нагревается быстрее, чем охлаждаются дымовые газы, и температурный напор (Δt) уменьшается. Учитывая это, при подогреве воздуха до температуры 300–350 °С применяют одноступенчатую компоновку воздухоподогревателя (рис. 14.1, а), при более высоком подогреве часть воздухоподогревателя переносится в зону более высо-

ких температур. Для этого водный экономайзер разделяется на две части: I и II ступени (рис. 14.1, б), а в промежуток между ступенями экономайзера монтируется II ступень воздухоподогревателя. Изменение температур газов, воды и воздуха по ступеням представлено на рис. 14.2. По графику видно, как увеличивается температурный напор во II ступени воздухоподогревателя при таком расположении поверхностей нагрева.

14.3. Пластинчатый рекуперативный воздухоподогреватель

Пластинчатый воздухоподогреватель является наиболее старым типом. В нем передача тепла происходит через плоскую стенку.

Пластинчатые воздухоподогреватели могут быть поперечноточными либо противоточными. Наиболее широко были распространены поперечноточные (рис. 14.3).

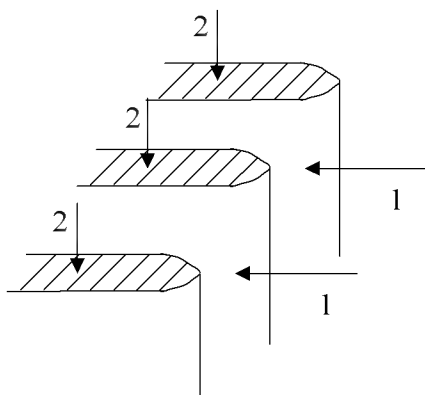


Рис. 14.3. Схема потоков воздуха 1 и газов 2 в пластинчатых воздухоподогревателях

В пластинчатых поперечноточных воздухоподогревателях воздух движется горизонтально между пластинами (через одну), а вертикально, в соседних промежутках, движется газ (через заштрихованные полости). Протекание газов сверху вниз способствует уменьшению золовых отложений. Ширина каналов для прохода воздуха обычно находится в пределах 12–18 мм, а для газов – 18,27 мм. Каналы для газов делают большего сечения ввиду опасности забивания их золой.

Листы пластинчатых воздухоподогревателей выполняют из углеродистой стали (Ст1) с толщиной стенки 1,5–2,0 мм. Более толстые листы используют обычно в первых по ходу воздуха частях подогревателя, сильнее страдающих от коррозионного воздействия дымовых газов.

Плоские листы воздухоподогревателя обладают малой жесткостью и плохо сопротивляются даже небольшому давлению, под действием которого они прогибаются. Для предотвращения коробления листов устанавливают специальные распорные болты с муфтами, которые пронизывают листы и тем самым дистанционируют их. Наличие большого количества распорных болтов

усложняет изготовление пластинчатых воздухоподогревателей, а главное – создает очаги неплотностей, через которые перетекает воздух. Отдельные элементы пластинчатого воздухоподогревателя имеют вид ящика (куба). В газоходе котла их ставят последовательно один за другим, образуя смешанный перекрестный ток. Так как под действием центробежных сил воздух отбрасывается к стенкам, часть поверхности нагрева плохо омывается, возрастает сопротивление. Для устранения этого недостатка в переходных коробах устанавливают направляющие лопатки. Для уменьшения сопротивления по воздушной стороне скорость воздуха обычно примерно в два раза ниже скорости газов.

Все кубы снаружи изолируют асбестом толщиной в 60–70 мм. Для прочности крепления изоляции к коробу приваривают штыри и используют металлическую сетку. Расход металла $\sim 25 \text{ кг/м}^2$.

Преимущества и недостатки пластинчатых воздухоподогревателей. Пластинчатые воздухоподогреватели удобны тем, что в малом объеме помещается большая поверхность нагрева. Наряду с этим они обладают и рядом существенных недостатков.

1. Они подвержены коррозии и эрозии от золы.
2. Ввиду наличия узких щелей часто происходит забивание их золой со стороны газового тракта. Очистка же их от золы затруднена.
3. Вследствие наличия плоской стенки при высокой температуре пластины коробились и в сварке появлялись трещины. Воздух попадал в газоход, что увеличивало присосы воздуха, увеличивало q_2 и понижало КПД. Увеличивался расход энергии на дымосос ввиду увеличения объема газов.

Коробление пластин увеличивало опасность их золового износа в местах выпуклостей, а также опасность забивания золой в местах уменьшенного сечения.

4. Увеличенные присосы в местах прохода дистанционирующих болтов.
5. Воздухоподогреватель допускал температуру газов перед ним не выше 400°C , что ставит предел подогреву воздуха.

Все вышеперечисленные недостатки привели к тому, что в последнее время пластинчатые воздухоподогреватели у нас не изготавливаются. Сохранились они лишь в старых конструкциях котлов.

14.4. Трубчатые рекуперативные воздухоподогреватели

Наибольшее распространение в отечественном котлостроении получили трубчатые воздухоподогреватели (рис. 14.4). Они состоят из ряда параллельных труб, расположенных в шахматном порядке и присоединенных к трубным доскам. Снаружи воздухоподогреватель имеет плотные стенки и воздухоперепускные короба.

В большинстве конструкций воздухоподогревателей газ движется внутри труб, а воздух – в межтрубном пространстве. Для создания перекрестного движения при многоходовой схеме устанавливают промежуточные трубные

доски. Трубы вставляют в отверстия досок, а концы их обваривают. Промежуточные доски крепят к отдельным трубам на хомутах. Это не обеспечивает хорошей плотности и имеет место переток воздуха из одного хода в другой. Толщину трубных досок рассчитывают из условий прочности. Доска тем толще, чем меньше промежутков между трубами, который обычно равен или несколько больше 9 мм. В среднем толщина верхних и нижних досок 15–25 мм, а промежуточных 5–10 мм. Компенсатор устанавливают в верхней части (рис. 14.5).

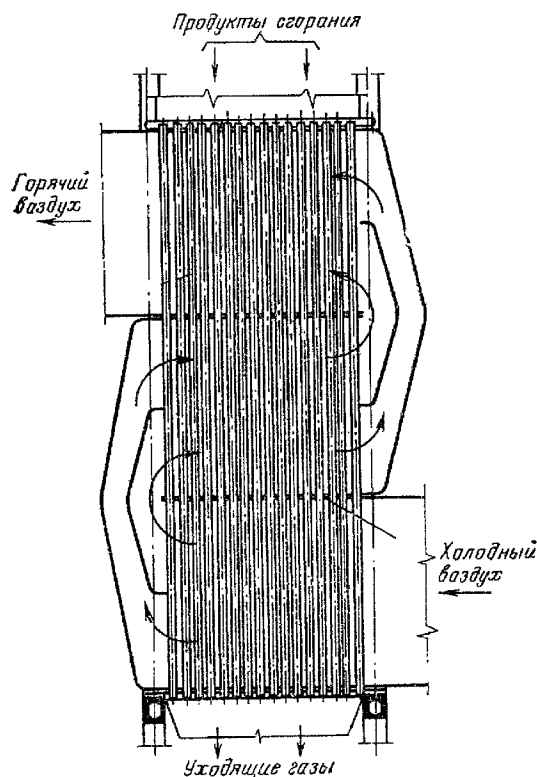


Рис. 14.4. Трубчатый воздухоподогреватель

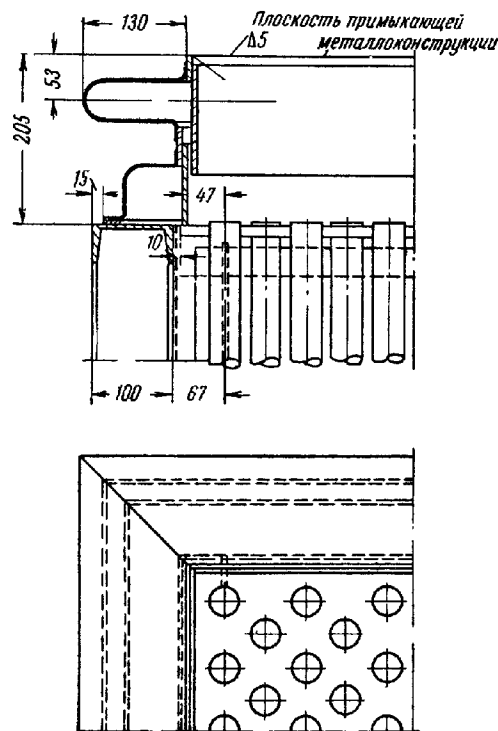


Рис. 14.5. Верхнее уплотнение секции воздухоподогревателя

Трубы воздухоподогревателя на входном участке длиной 150–200 мм изнашиваются в результате абразивного действия летучей золы. Для предотвращения золового износа в трубы вставляют разрезные вставки.

При омывании верхней трубной доски газами высокой температуры (выше 500 °С) для снижения температуры металла доски могут закрываться теплоизолирующей массой.

Вначале трубчатые воздухоподогреватели изготавливали из труб диаметром 51×1,5 мм, в настоящее время их делают преимущественно из труб диаметром 40×1,5 мм. Делаются попытки к дальнейшему уменьшению диаметра труб до 25 и 21 мм. Уменьшение диаметра труб дает существенные выгоды. Удастся в одном и том же объеме разместить большую поверхность нагрева, но при этом существенно возрастает и сопротивление по воздушной

стороне. Это привело к созданию так называемых двухпоточных воздухоподогревателей (рис. 14.6).

Каждая из двух частей воздухоподогревателя омывается только половиной всего расхода воздуха, что по сравнению с однопоточной схемой позволяет удвоить число ходов и уменьшить вдвое сопротивление воздухоподогревателя. На приведенной схеме (рис. 14.6) показан двухсторонний подвод воздуха. Он может быть выполнен и односторонним. Воздухоподогреватель опирается через нижнюю трубную доску на раму, связанную с каркасом котла. При нагревании трубы воздухоподогреватели удлиняются в большей мере, чем коробка, а тем более чем колонны каркаса. Для уплотнения пакета воздухоподогревателя в верхней его части устанавливают компенсаторы (рис. 14.5).

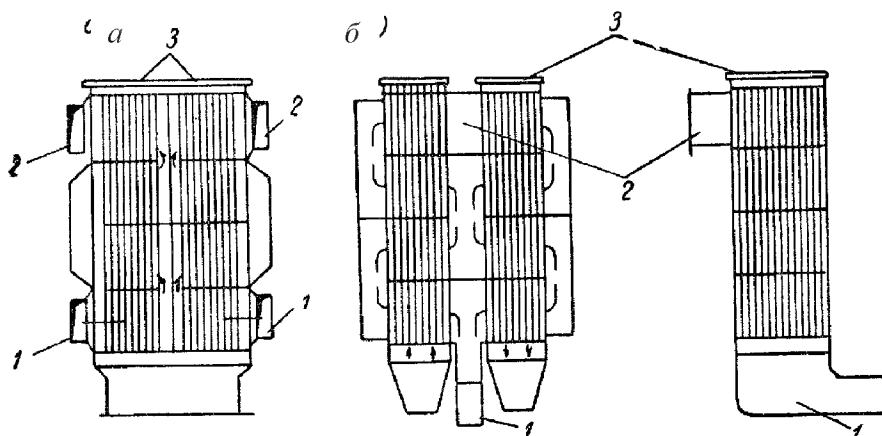


Рис. 14.6. Схемы двухпоточной компоновки воздухоподогревателя ВТИ:

а — с двухсторонним подводом и отводом воздуха;
б — с односторонним подводом воздуха.

1 — вход воздуха; 2 — выход воздуха; 3 — вход дымовых газов

Преимущества трубчатых воздухоподогревателей.

1. Относительно малый расход металла.
2. Простота конструкции.
3. Изготовление проще, чем пластинчатых.
4. Более надежны в работе.
5. Допускают меньший присос воздуха.
6. Невысокая стоимость их изготовления.
7. Возможность очистки труб самообдувкой.

Недостатки трубчатых те же, что и пластинчатых: они подвержены коррозии, золовому износу, не выдерживают высоких температур.

14.5. Регенеративные воздухоподогреватели

Регенеративные воздухоподогреватели до последнего времени применяли в печах, а теперь и в котельных агрегатах. В котельных агрегатах применяют вращающиеся воздухоподогреватели. Воздухоподогреватель может быть вертикальным и горизонтальным. Он представляет собой вращающийся цилиндр, внутренняя часть которого заполнена тонкими гофрированными железными листами (рис. 14.7).

Ротор при помощи специального мотора вращается со скоростью 2-5 об/мин, так что набивка попеременно находится то в газовом, то в воздушном потоке. Движение газа и воздуха – противоточное. Вращающийся ротор закрыт плотным неподвижным кожухом, к верхней и нижней частям которого присоединены воздушные короба. Сечение для прохода воздуха обычно меньше, чем для прохода газов и составляет 30–40 % общего сечения ротора. Газовая и воздушная стороны разделены секторной плитой, которая является элементом уплотнения воздухоподогревателя. Поверхность нагрева набирают из специальных пакетов, устанавливаемых в 2-3 ряда. Каждый пакет устанавливают в соответствующие ячейки ротора. Это позволяет легко заменять изношенные элементы.

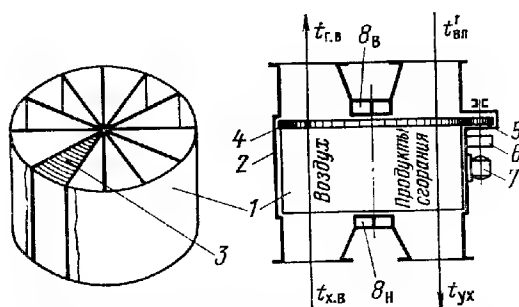


Рис. 14.7. Регенеративный вращающийся воздухоподогреватель:

- 1 – ротор; 2 – неподвижный корпус; 3 – набивка; 4 – большая шестерня (венец); 5 – малая (приводная) шестерня; 6 – редуктор; 7 – электропривод; 8_в и 8_н – верхняя и нижняя секторные плиты, разделяющие газовый и воздушный потоки

В качестве набивки применяют волнистые ленты толщиной 0,5-1,25 мм. Конфигурация листов обеспечивает их дистанционирование и хороший коэффициент теплоотдачи.

Уплотнение между газовой и воздушной сторонами в регенеративных подогревателях – один из важных элементов. При хорошем состоянии уплотнений переток в газы составляет 10 %, а иногда доходит и до 20 %.

В регенеративных воздухоподогревателях хорошо решается вопрос обдувки. Для этой цели в нижней части подогревателя устанавливают сопло, перемещающееся в радиальном (по отношению к ротору) направлении. Так как сам ротор вращается, то имеет место попеременная обдувка всех элементов подогревателя. Расход воздуха или пара на обдувку невелик, поскольку обдувка всей поверхности проводится одним соплом. При движении струй воздуха

из обдувочного аппарата происходит вибрация набивки, которая способствует отслаиванию загрязнения и улучшает эффективность обдувки.

Наряду с воздушной в последнее время стали использовать водяную обдувку во время работы. Воду подают через одно-два сопла, установленные под подогревателем на стороне, омываемой воздухом.

Эти воздухоподогреватели перспективны для мощных котлов. При выполнении набивки из керамики можно осуществить высокий подогрев воздуха. Интенсивность набивки $450 \text{ м}^2/\text{м}^3$, что превосходит в 2–3 раза рекуперативные воздухоподогреватели. Скорость газа и воздуха – примерно 10 м/с.

Регенеративные воздухоподогреватели обладают рядом преимуществ: малыми габаритами и весом, меньшей опасностью газовой коррозии. Основная причина этого в том, что в нем допускается большой износ листов, так как возникающие сквозные отверстия в набивке не являются очагом перетока воздуха. Поэтому набивку меняют только при износе, равном 20 % ее веса. Основным недостатком – большой присос воздуха в дымовые газы.

14.6. Чугунные воздухоподогреватели

Чугунные воздухоподогреватели собирают из ряда овальных с обеих сторон оребренных чугунных труб, которые располагают вдоль меньшей стороны газохода. Внутри труб движется воздух, а между трубами – газ (рис. 14.8).

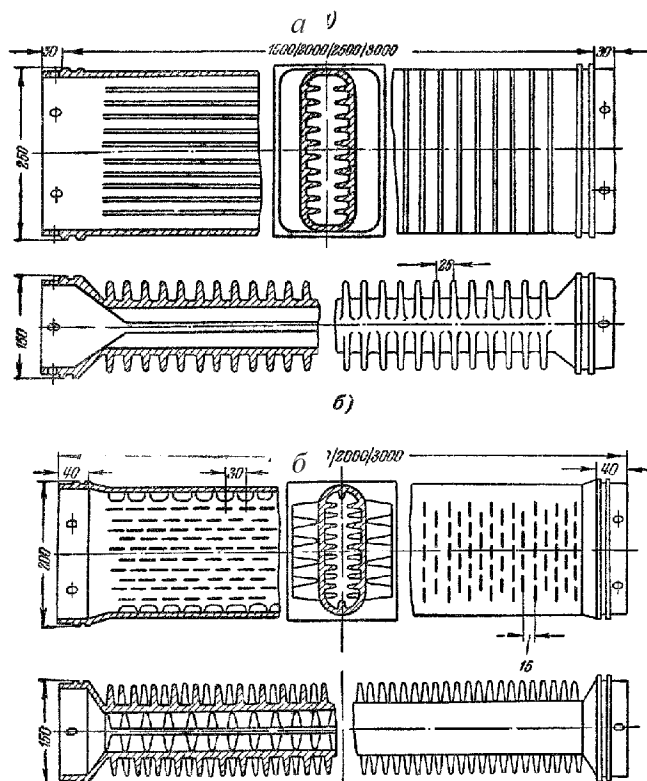


Рис. 14.8. Конструкция элементов чугунных воздухоподогревателей:

а – овально-ребристые трубы; б – овально-зубчатые трубы

Чугунные трубы размещают в коридорном порядке. Их количество по ширине газохода определяют из условия обеспечения необходимой скорости газов, а по глубине – величиной поверхности нагрева. Если при этом скорость воздуха получается низкой, то воздухоподогреватель выполняют в два хода.

Чугунные элементы воздухоподогревателя изготавливают в основном двух типов: ребристые и ребристо-зубчатые. Различие между ними заключается в конструкции ребер с воздушной стороны. Наружная сторона имеет прямоугольные ребра или в виде отдельных зубцов.

Поверхность чугунного элемента вместе с ребрами превышает гладкую овальную поверхность в 2,5–3 раза со стороны, омываемой газами, и в 2 раза со стороны, омываемой воздухом. Таким образом, поверхность с газовой стороны на 20–50 % больше, чем с воздушной. Это сделано с учетом того, что наружная поверхность может быть загрязнена летучей золой.

Толщина стенки обычно равна 6–8 мм и отвечает минимально возможной толщине изделия по условию выполнения отливки. Элементы воздухоподогревателей выполняют стандартных размеров длиной, редко превышающей 3 м.

Чугунные воздухоподогреватели более склонны к загрязнению летучей золой, чем трубчатые. Но они меньше страдают от истирания золой ввиду большой толщины стенки. Поэтому в чугунных воздухоподогревателях применяют повышенные скорости газов.

При сборке в кубы головки труб стягивают болтами и уплотняют шнуровым асбестом. Однако асбестовые уплотнения быстро расстраиваются, вследствие этого в газоходе котла присасывается большое количество воздуха. Для изготовления труб при температуре горячего воздуха не более 450 °С и температуре газов не выше 500 °С применяют серый чугун. При более высоких температурах – жароупорный чугун с присадкой Cr или Si и Al.

Благодаря значительной толщине стенки чугунные элементы обладают большим сроком работы при омывании их коррозионными газами. Кроме того, чугун несколько лучше по сравнению со сталью сопротивляется коррозии. Из-за громоздкости и неплотности чугунные воздухоподогреватели применяют редко и преимущественно в хвостовой части котла (где есть опасность выпадения влаги).

Достоинства чугунных воздухоподогревателей:

- 1) хорошая сопротивляемость коррозии;
- 2) мало подвержены эрозии летучей золой и, кроме того, имеют значительный запас по толщине стенки.

Недостатки:

- 1) большой расход металла (135–155 кг/м²) – это превышает расход металла в трубчатых стальных воздухоподогревателях в 5–6 раз;
- 2) громоздкость;
- 3) их стоимость на 25–30 % выше стоимости стальных трубчатых;

4) Вследствие наличия зубьев и ребер возрастает воздушное и газовое сопротивление в 1,5–2 раза, что увеличивает расход энергии на собственные нужды.

В результате перечисленных недостатков чугунные воздухоподогреватели как самостоятельные не применяют. Обычно их комбинируют со стальными.

14.7. Коррозия воздухоподогревателей и меры борьбы с ней

Дымовые газы содержат водяные пары и продукты сгорания серы. Сернистый ангидрид соединяется с парами воды и образует пары серной кислоты. В “хвостовых” поверхностях нагрева происходит конденсация серной кислоты на более холодных, чем газы, металлических стенках. В результате создаются условия для интенсивной коррозии металла.

При сжигании высокосернистых мазутов возникает ванадиевая коррозия труб в зоне газа с температурой выше 690 °С (температура ее плавления) разрушает защитную оксидную пленку трубы и обнажающийся металл подвергается интенсивной сернистой коррозии.

Как показали опыты, точка росы зависит не только от влажности дымовых газов, но и от содержания серного ангидрида в них.

Температура конденсации водяного пара определяется величиной его парциального давления:

$$P_{H_2O} = \frac{V_{H_2O}}{V_{C_r} + V_{H_2O}} \cdot P,$$

где P – давление в газоходе, (ата).

Температура точки росы чистых водяных паров не превышает 60 °С.

Снижение интенсивности коррозии может быть достигнуто: удалением серы из топлива, введением присадок в топочные газы, изготовлением поверхности нагрева из материалов, хорошо сопротивляющихся коррозии, повышением температуры металла выше температуры точки росы.

Сера из топлива может быть частично удалена только путем механической сепарации сернистого колчедана (до 50 %) за счет большего его удельного веса. Удаление летучей серы из топлива является сложным процессом, в настоящее время экономически нецелесообразным.

Повышение температуры стенки выше температуры точки росы является одним из наиболее распространенных способов защиты от коррозии. В связи с этим для высоковлажных топлив применяют подогрев воздуха перед входом его в воздухоподогреватель до 30–100 °С, осуществляя его либо путем рециркуляции части горячего воздуха (рис. 14.9, а и б), либо используя для его подогрева пар из отборов турбины (калориферы). Иногда повышение температуры стенки достигается применением частичного прямотока (рис. 14.9, в).

Рециркуляцию воздуха для защиты воздухоподогревателя от коррозии широко применяют на электростанциях в тех случаях, когда для устранения

коррозии оказывается достаточным предварительный нагрев воздуха до 50–65 °С. При более высоком подогреве возрастает температура уходящих газов, что приводит к снижению КПД котла.

Более высокий подогрев воздуха до котла приводит к чрезмерному росту температуры уходящих газов. Однако для сернистых топлив температура точки росы обычно превышает 100 °С. В таких случаях приходится мириться с неизбежной коррозией первой ступени воздухоподогревателя.

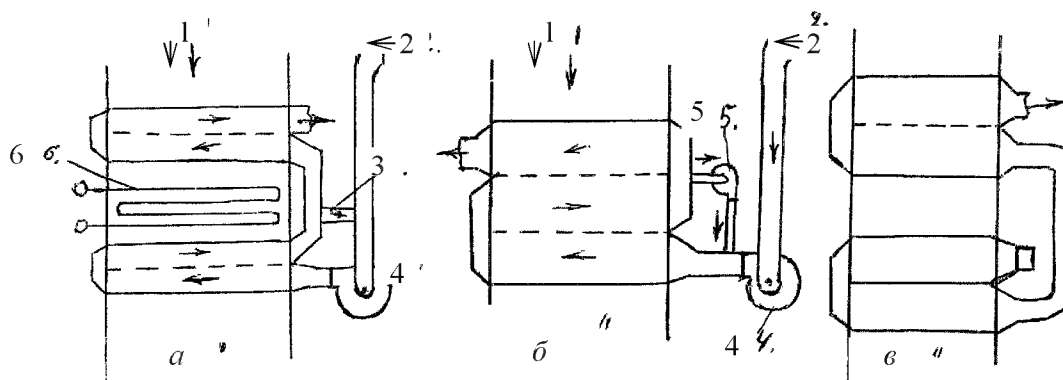


Рис. 14.9. Схемы потоков воздуха и газов при различной компоновке воздухоподогревателя:

1 – поток газов; 2 – воздух; 3 – линия рециркуляции воздуха; 4 – дутьевой вентилятор; 5 – вентилятор рециркуляции; 6 – водяной экономайзер

В случае применения рециркуляции горячего воздуха количество тепла, передаваемого в воздухоподогревателе, не меняется. Рециркуляция сказывается только на величинах скорости воздуха и на температурном напоре.

Выбрав в соответствии с точкой росы необходимую температуру на входе в воздухоподогреватель t'_{XB} , °С, находят коэффициент рециркуляции:

$$X_{\text{рец}} = \frac{t'_{\text{XB}} - t_{\text{XB}}}{t_{\text{ГВ}} - t'_{\text{XB}}},$$

где t'_{XB} и t_{XB} – температура холодного воздуха с учетом и без рециркуляции.

Расход воздуха через воздухоподогреватель увеличится в $(1+X_{\text{р}})$ раз. При схеме рециркуляции “а” (рис. 14.9) через дутьевой вентилятор проходит увеличенный расход воздуха, что повышает расход электроэнергии на дутье. В схеме “б” (рис. 14.9) мощность привода дутьевого вентилятора не меняется, но устанавливается дополнительный вентилятор рециркуляции 5, что усложняет схему.

Использование пара из отбора турбин для подогрева воздуха (рис. 14.10, б) оказывается более экономичным, чем рециркуляция газов, если при проектировании турбины этот отбор предусмотрен. Однако при значительном подогреве воздуха сильно повышается температура уходящих газов, что делает экономически целесообразным подогрев воздуха свыше 50–60 °С.

Использование “отборного” пара позволяет снизить расходы на собственные нужды и одновременно повысить КПД станции.

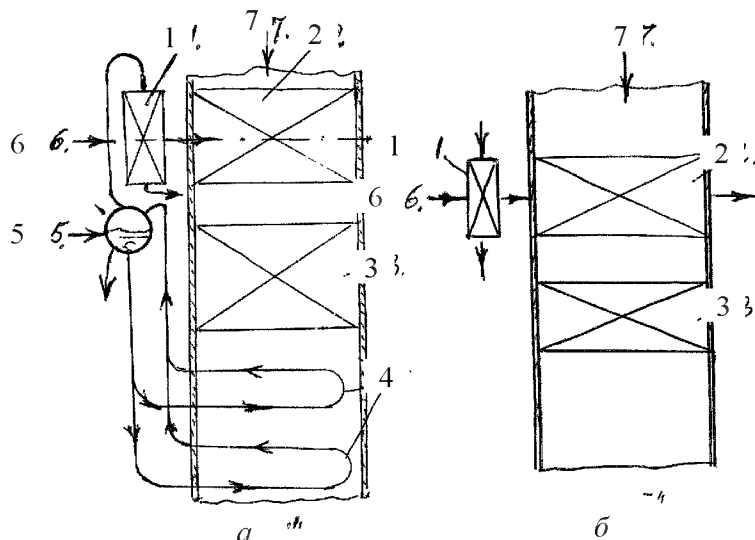


Рис. 14.10. Схемы организации парового подогрева воздуха:

1 – паровой калорифер; 2 – воздухоподогреватель; 3 – пакеты водяного экономайзера; 4 – газовый испаритель; 5 – барабан испарителя;
6 – поступление воздуха; 7 – поступление газов

Необходимый для подогрева воздуха пар низкого давления можно получить из газовых испарителей, устанавливаемых вместо первой ступени воздухоподогревателя (рис. 14.10, а). Схемы разработаны в ВТИ.

Применение схемы а на одном из действующих котлов позволило снизить температуру уходящих газов с 225 до 135 °С и повысить КПД котла на 6 %.

15. РАЗВИТИЕ КОТЕЛЬНЫХ СИСТЕМ

15.1. Классификация котлоагрегатов

По давлению котлы подразделяются на следующие виды:

котлы низкого давления ($p \leq 2,5$ МПа);

котлы среднего давления ($p = 2,5-4$ МПа);

котлы высокого давления ($p > 4$ МПа).

По принципу действия:

котлы с естественной циркуляцией;

котлы с принудительной циркуляцией.

По конструктивному оформлению:

жаротрубные;

с дымогарными трубками;

комбинированные котлы;

водотрубные: горизонтально-водотрубные и вертикально-водотрубные;

прямоточные котлы.

В жаротрубных (или газотрубных) котлах шло развитие внутренних поверхностей нагрева, в водотрубных – развитие внешних поверхностей.

15.2. Жаротрубные котлы и котлы с дымогарными трубками

Вначале появились барабанные котлы с горизонтальным обогреваемым барабаном (рис. 15.1, *а*). Стремление к увеличению поверхностей нагрева котла привело к появлению жаротрубных котлов с одной жаровой трубой (рис. 15.1, *б*), а затем и с двумя жаровыми трубами. Дальнейшее увеличение поверхности нагрева при том же диаметре барабана было получено в котлах с дымогарными трубками (рис. 15.1, *в*).

Достоинства жаротрубных котлов:

- 1) малое колебание давления при неравномерном расходе пара;
- 2) сухой пар (велико зеркало испарения);
- 3) простота и легкость обслуживания;
- 4) малый ремонт.

Недостатки:

- 1) медленная растопка;
- 2) велика занимаемая площадь;
- 3) значительный вес;
- 4) непригодны для высокого давления.

Недостатки котлов с дымогарными трубками:

- 1) наличие плоских днищ (в днищах развальцованы трубы. Расстояние между отверстиями невелико);
- 2) в нижней части барабана накапливался шлам;
- 3) имело место отложение золы в дымогарных трубках;
- 4) ограничено давление ввиду наличия плоских днищ.

На рис. 15.2 представлена схема комбинированного котла с жаровой трубой и дымогарными трубками. К этому типу котлов относятся, например, судовые оборотные котлы. Часть дымогарных труб выполнена в виде анкерных связей. Плоские днища плохо сопротивляются давлению. Давление в них обычно не превышало 0,8–1,6 МПа. К этому типу котлов относятся и локомотивные котлы.

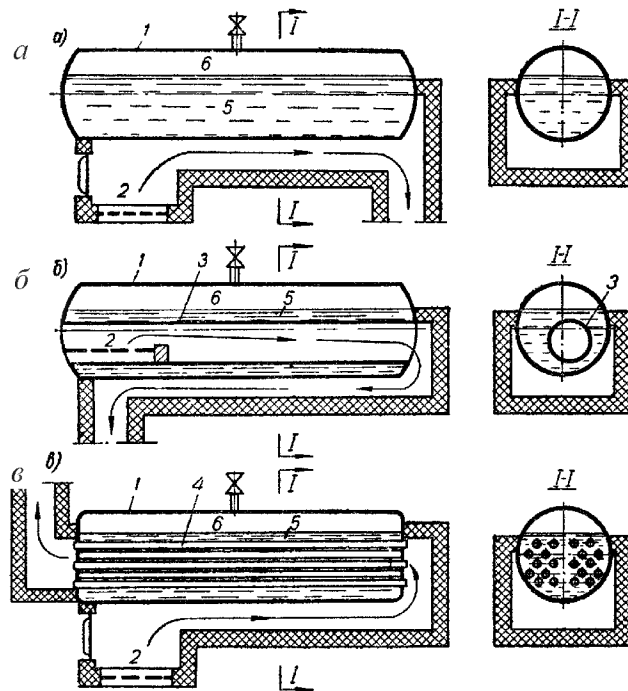


Рис. 15.1. Схемы цилиндрического и газотрубных котлов:
 а – простой цилиндрический котел; б – жаротрубный котел;
 в – котел с дымогарными трубами;

1 – барабан; 2 – топка; 3 – жаровая труба; 4 – дымогарные трубы;
 5 – водяной объем котла; 6 – паровое пространство
 (стрелками показан путь дымовых газов)

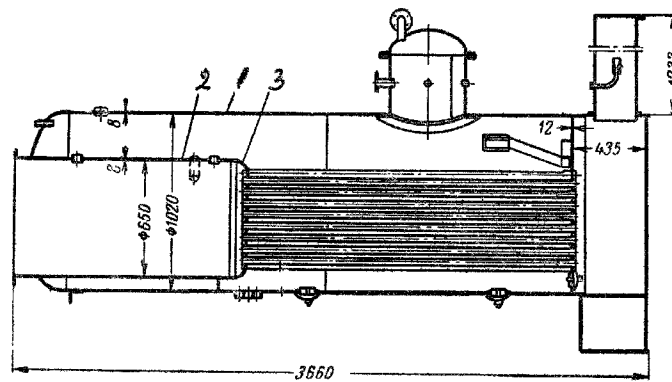


Рис. 15.2. Горизонтальный дымогарный котел:

1 – барабан; 2 – жаровая труба; 3 – трубная доска с дымогарными трубками

15.3. Горизонтально-водотрубные котлы

Горизонтально-водотрубные котлы возникли из котлов с кипятыльниками (рис. 15.3) путем увеличения их числа и уменьшения диаметра. Поверхность нагрева состоит из большого числа кипятыльных труб (рис. 15.4), по которым циркулирует вода или пароводяная смесь. Снаружи – газ. Поверхность нагрева определяется как суммарная поверхность с наружной стороны всех труб (кипятыльных) в отличие от котлов с дымогарными трубками, где она определяется по внутреннему диаметру.

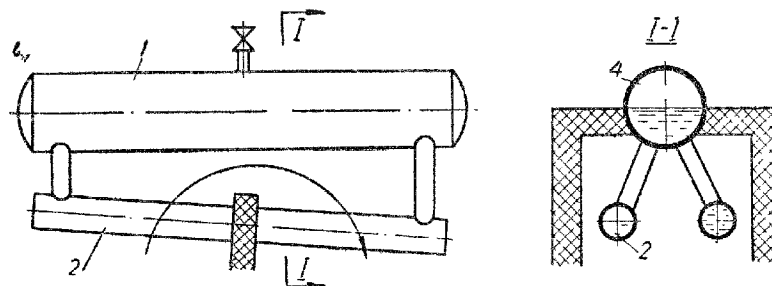


Рис. 15.3. Схема барабанного котла с кипятыльником:

1 – барабан; 2 – кипятыльник

В горизонтально-водотрубных котлах трубы наклонены к горизонту под углом $10\text{--}15^\circ$. При строго горизонтальном положении не возникает естественная циркуляция.

Горизонтально-водотрубные котлы разделяют на следующие виды:

камерные котлы (рис. 15.4, а);

секционные котлы (рис. 15.4, б);

с поперечным барабаном (рис. 15.4, в).

В камерных котлах количество лючков в камере равно количеству кипятыльных труб. Лючки необходимы для развальцовки труб и их очистки от накипи. Уклон к горизонту 12° . Пароперегреватель – змеевиковый, горизонтального типа. Топка нижняя. Обмуровка на 4 хода. Продувка – из грязевика. Давление невелико – до 1,5 МПа из-за плоских стенок камер.

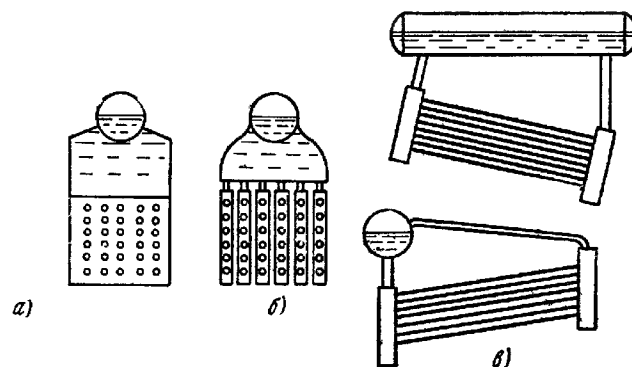


Рис. 15.4. Схемы горизонтально-водотрубных котлов:

а – камерный; б – секционный; в – с поперечным барабаном

Недостатки:
 низкое давление;
 жесткость конструкции (прямые трубы объединены в одну группу и за-
 жаты между камерами);
 трубы могут иметь разную тепловую нагрузку, расширяются по разному,
 что может привести к развальцовке;
 неравномерность расширения барабана и кипяtilьных труб;
 большое количество лючков – ненадежность в работе (течи).
 Эти котлы большого распространения не получили и были вытеснены
 котлами Шухова.

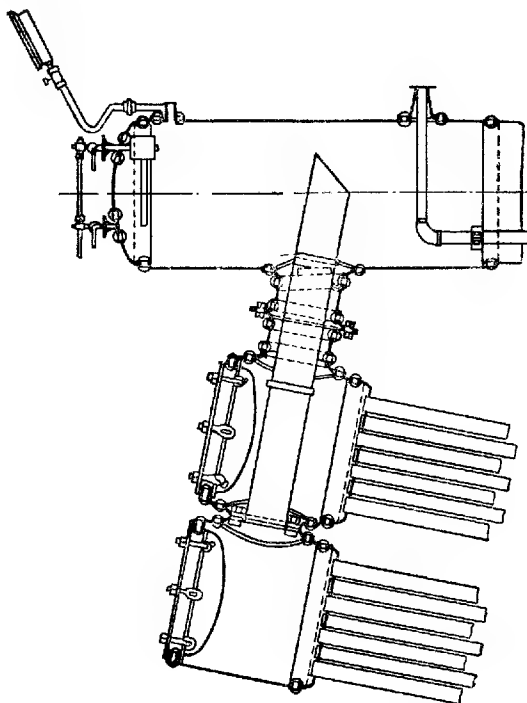


Рис. 15.5. Конструкция камеры котла Шухова

Котел системы Шухова был впервые построен в 1891 г. Он получил большое распространение ввиду простоты и дешевизны изготовления. В нем камеры котла (рис. 15.5) заменены круглыми коллекторами, $\varnothing 640$ мм. В одну из стенок коллектора вводится 28 трубок. Так образуется котельный пучок. А если они расположены одни над другими – образуется секция. Задние коллекторы соединены между собой штуцером. Верхний задний коллектор соединен с барабаном циркуляционной трубой, не обогреваемой газами. Верхний коллектор имеет трубу в трубе для отвода пароводяной смеси. Для удаления шлама – грязевик и продувка. В больших котлах верхние секции соединяли паросборником, а нижние – грязевиком. Давление удалось поднять до 1,5–1,6 МПа.

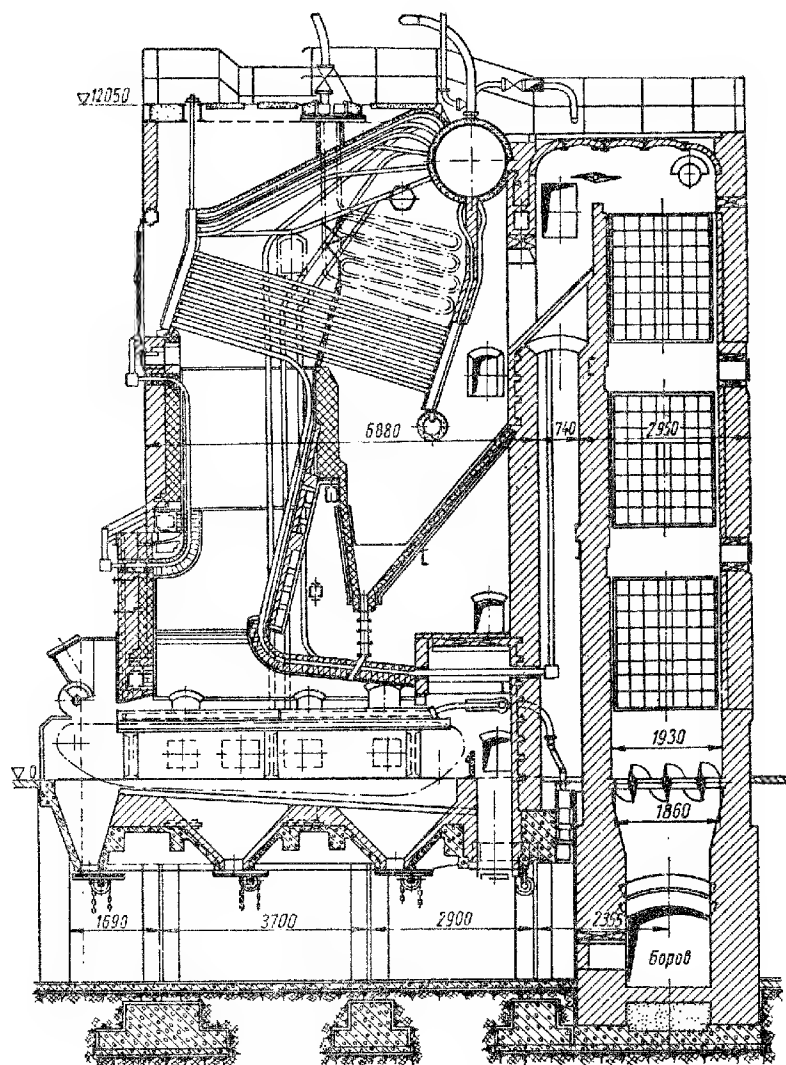


Рис. 15.6. Секционный горизонтально-водотрубный котел SM 16/22 ТКЗ

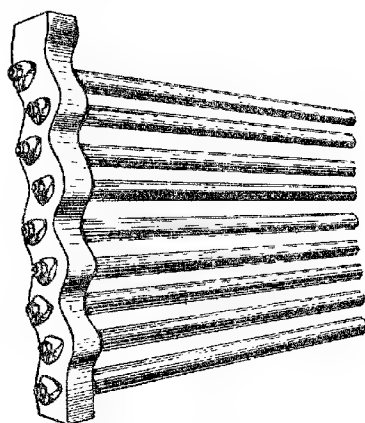


Рис. 15.7. Секционная камера горизонтально-водотрубного котла

Секционные горизонтально-водотрубные котлы появились в результате стремления к повышению давления пара и максимальному увеличению по-

верхности нагрева без увеличения габаритов. Отечественное производство секционных котлов было начато на металлическом заводе в Петербурге (ЛМЗ) в 1897 г., потом в Таганроге.

Они могут быть:

- с продольным барабаном;
- с поперечным барабаном (рис. 15.6, 15.7).

Волнистая конфигурация секций обусловлена шахматным расположением труб. Сечение секции 140×140. Система менее жесткая. Небольшое сечение секций дает возможность осуществить давления вплоть до высоких. Количество труб по вертикали – до 11 шт. Секции заменили камеру.

15.4. Вертикально-водотрубные котлы

В этих конструкциях трубы присоединяют непосредственно к барабану без промежуточных камер. Они являются основой энергетики страны, получили широкое распространение на электростанциях, в промышленности и водном транспорте. Характеризуются большим углом наклона труб к горизонту.

Преимущества вертикально-водотрубных котлов:

- 1) максимальное использование площади котельной;
- 2) хорошая организация внутрикотловых процессов (надежная циркуляция: большой движущий напор циркуляции и меньшие гидравлические сопротивления ввиду отсутствия камер);
- 3) высокая удельная паропроизводительность;
- 4) надежная и безопасная работа.

Виды вертикально-водотрубных котлов:

- барабанные котлы с естественной циркуляцией;
- барабанные котлы с принудительной циркуляцией.

Вертикально-водотрубные котлы выполняли с прямыми и с гнутыми трубами. Первые вертикально-водотрубные котлы появились до внедрения водоподготовки. Трубы должны были быть прямыми для облегчения процесса их очистки от загрязнений. В России котлы с прямыми трубами применялись двух видов:

- 1) двухбарабанные;
- 2) четырехбарабанные.

Эти котлы представляют жесткую конструкцию. При прогреве первый пучок (при четырехбарабанной конструкции) удлиняется больше, чем второй. Возникали напряжения.

Прямые трубы располагали коридорным порядком. Эти прямые трубы были ввальцованы в штампованные плиты, имеющие уступы. Назначение - избежать кривой вальцовки.

Нижние барабаны снабжены периодической продувкой. Верхние барабаны опирались на каркас, а нижние с системой кипяtilьных труб оказывались подвешенными к верхнему барабану. Выпускали на давление от 1,2 до 1,7 МПа.

Достоинства (по сравнению с предыдущими):

- 1) меньше габариты и больше паропроизводительность по сравнению с горизонтально-водотрубными;
- 2) отсутствие дорогих и сложных камер и секций;
- 3) удобство компоновки с пароперегревателем;
- 4) легкость внутреннего осмотра и очистки от накипи прямых труб (при современном состоянии водоподготовки это уже не является преимуществом);
- 5) легкая замена труб при ремонте.

Недостатки:

- 1) в двухбарабанных котлах циркуляция была неудовлетворительной. При форсировках опускной пучок сильно прогревался, в нем начиналось парообразование, поэтому требовалось дополнительное устройство опускных труб, расположенных вне кладки;
- 2) в четырехбарабанных котлах большая жесткость конструкции вследствие наличия штуцеров;
- 3) трудность и дороговизна изготовления штампованных плит с плоскими уступами;
- 4) ненадежное соединение этих плит с основным телом барабана;
- 5) вследствие наличия плоских уступов в штампованных плитах они обладали малой механической прочностью, что не давало возможности увеличить давление ($P = 1,7-1,8$ МПа);
- 6) значительная металлоемкость вследствие большого числа барабанов;
- 7) ограниченные размеры штампованной плиты не давали развивать поверхность нагрева.

Позже перешли к строительству котлов с изогнутыми трубами (когда достигли успехов в химводоочистке и отпала необходимость в механической очистке труб от накипи). Применение изогнутых труб дало возможность увеличить толщину пучка труб, а не ограничивать его диаметром барабана.

Изогнутые трубы обычно подводят по радиусу, перпендикулярно поверхности.

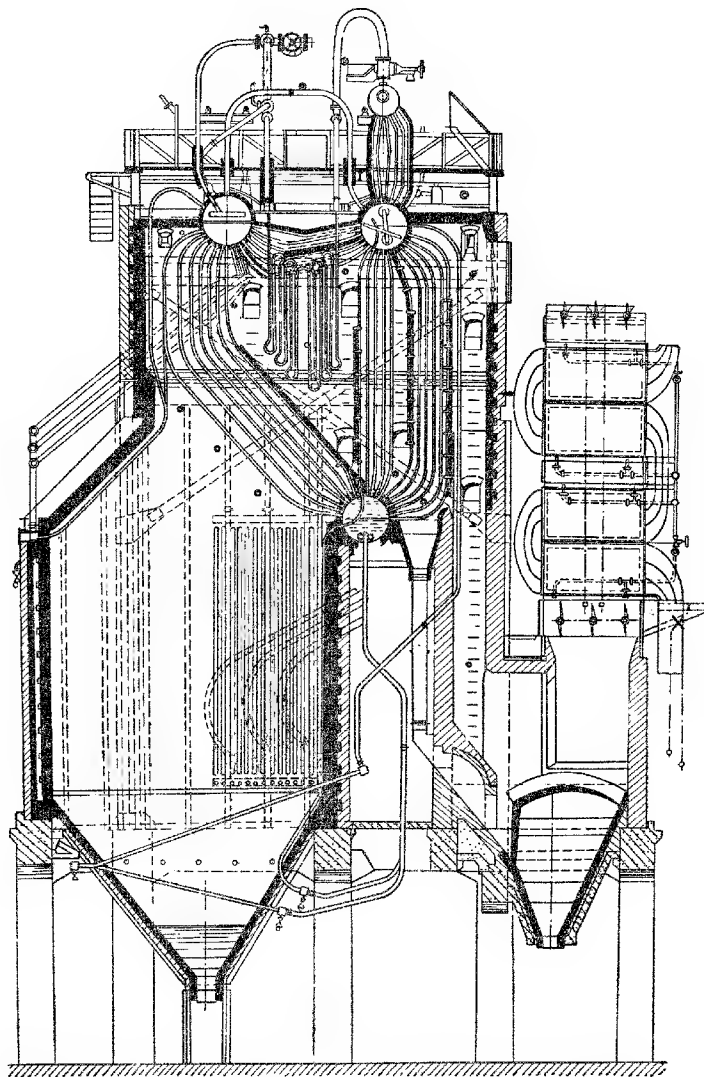


Рис. 15.8. Трехбарабанный котел ЛМЗ 150/180 т/ч

Развитие вертикально-водотрубных котлов шло по следующему пути:
сокращение числа барабанов, что снизило стоимость и металлоемкость;
увеличение доли радиационного теплообмена (подогрев воздуха и развитие радиационных поверхностей нагрева);
интенсификация теплоотдачи конвекцией;
применение высокого подогрева воздуха;
повышение мощности и экономичности;
снижение веса и стоимости.

Чертеж трехбарабанного котла с гнутыми трубами и естественной циркуляцией представлен на рис. 15.8.

15.5. Однобарабанные радиационные паровые котлы с естественной циркуляцией

В 30-х годах в котлостроении наметились следующие тенденции:

- сокращение количества барабанов в котлах вначале до двух, а затем до одного;
- сокращение конвективных поверхностей нагрева и переход к радиационным;
- вынос спускных труб за пределы газохода;
- использование поперечного омывания конвективных поверхностей нагрева;
- увязка котла и топки в единое целое;
- переход к П-образной компоновке;
- повышение параметров пара.

Многобарабанные котлы были чрезвычайно металлоемки, громоздки. Снижение количества барабанов снижало расход металла, а следовательно, и стоимость котлоагрегата.

Радиационный теплообмен, при котором тепло горящего факела передается поверхностям нагрева за счет прямого излучения, обладает существенным преимуществом. При этом тепловое напряжение поверхностей нагрева увеличивается в 10 раз.

Следовательно, радиационная поверхность нагрева во много раз эффективнее, чем конвективная. По этой причине стены топочной камеры начали покрывать экранными поверхностями нагрева.

С повышением давления кратность циркуляции снижается. Поэтому для обеспечения надежной циркуляции опускные трубы начали выносить за пределы газохода.

При поперечном омывании труб коэффициент теплоотдачи значительно выше, чем при продольном. Поэтому начали широко использовать поперечное омывание труб в конвективных поверхностях нагрева.

Если раньше топочная камера была почти не связана с котлом, то при переходе к радиационным котлам, в которых стены топочной камеры сплошь покрыты экранами, котел и топка превратились в одно целое (рис. 15.9).

Переход к пылевидному сжиганию топлива привел к значительному увеличению объема топочной камеры и ее высоты. С такой топочной камерой очень хорошо komponуется вертикальная конвективная шахта, в которой размещаются конвективные поверхности нагрева (водяной экономайзер и воздухоподогреватель). В верхней части топочная камера соединяется с конвективной шахтой горизонтальным газоходом, в котором обычно располагается пароперегреватель. Такая компоновка называется П-образной. Она дает возможность:

- развить мощную топочную камеру, достаточно глубоко снизить температуру газов перед конвективным пучком;

в конвективной шахте разместить водяной экономайзер и воздухоподогреватель;

с помощью нижнего отвода газов расположить дымососы внизу.

Это вызвало переход на строительство однобарабанных котлов с естественной циркуляцией высокого давления. В этих котлах барабан играет роль паросборника и питает всю радиационную систему (рис. 15.9).

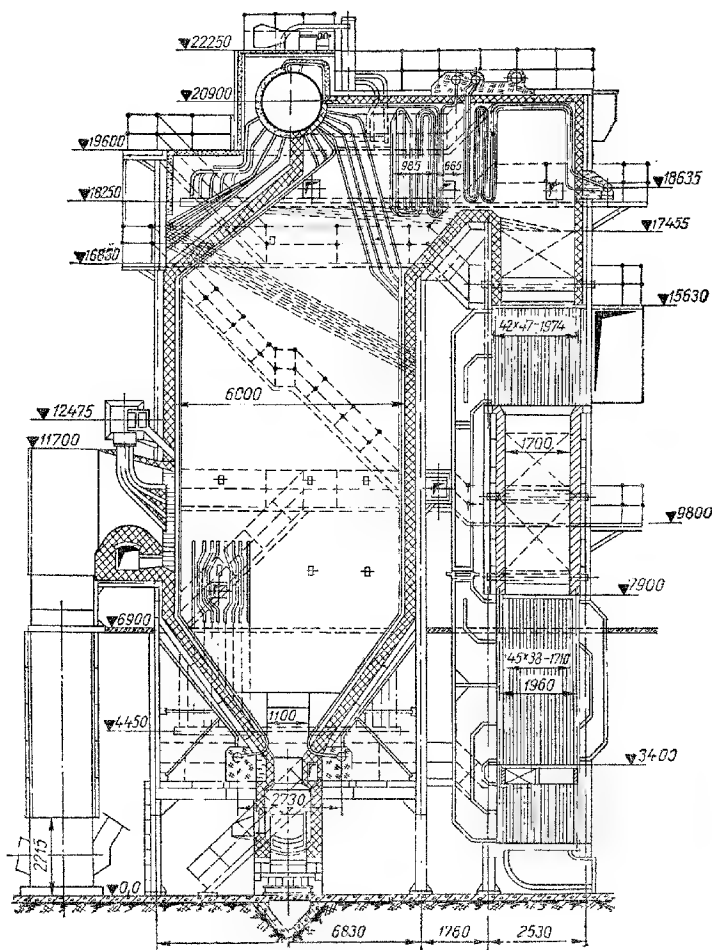


Рис. 15.9. Котел БКЗ-75-39-ФБ

Для увеличения коэффициента теплоотдачи от газов к стенке увеличивают скорость газов. Но повышению скорости газов ставит предел эрозийный износ труб. Кроме того, с повышением скорости газов растет сопротивление, а, следовательно, и расход энергии на собственные нужды (привод дымососа).

Широкое использование радиационного теплообмена привело к повышению температуры подогрева воздуха. Подогрев воздуха дает возможность повысить как эффективность сжигания топлива, так и пирометрический уровень в топке (температуру газов в топочной камере). Это влечет за собой увеличение количества тепла, передаваемого радиацией в топке,

а следовательно, и дальнейшее увеличение эффективности использования радиационных поверхностей нагрева.

Вместе с развитием котельных систем увеличивается и единичная мощность котлоагрегатов. При этом значительно возрастает и ширина котла. Последнее приводит зачастую к неравномерности распределения температур и скоростей по ширине газохода, а следовательно, и к неравномерному распределению тепловосприятия поверхности нагрева и к неравномерному износу труб.

15.6. Переход к высоким параметрам пара

Стремление повысить КПД электростанции привело к росту параметров пара. Повышение параметров пара и применение высокого подогрева воздуха приводит к перераспределению поверхностей нагрева котлоагрегата, ведет к изменению его конструктивных форм.

Все тепло, передаваемое в котлоагрегате, условно можно разбить на 3 части:

- 1) тепло, идущее на подогрев воды до кипения;
- 2) тепло, идущее на испарение воды;
- 3) тепло, расходуемое на перегрев пара.

При увеличении параметров пара доля тепла, идущая на подогрев воды и на перегрев пара, увеличивается, а на испарение – уменьшается. Это хорошо показано на диаграмме Карницкого (рис. 15.10).

При критическом давлении $P_{кр} = 22,6$ МПа расход тепла на испарение равен нулю. С повышением температуры подогрева воздуха увеличивается доля тепла, передаваемого радиацией, и уменьшается доля тепла, передаваемого конвекцией.

При уменьшении влажности топлива доля тепла, передаваемого радиацией, увеличивается.

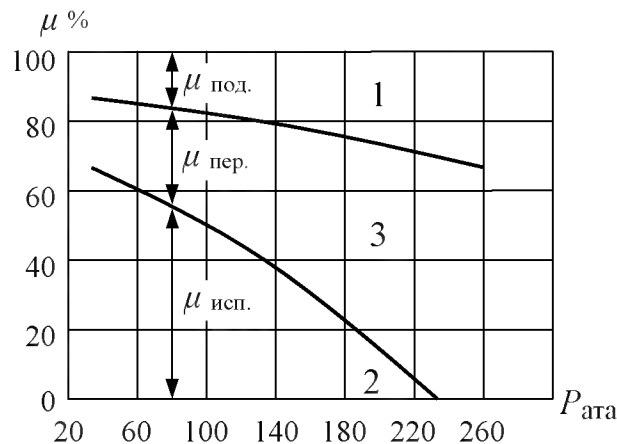


Рис. 15.10. График изменения расхода тепла на подогрев, испарение воды и перегрев пара при повышении давления:
1 – зона подогрева; 2 – зона испарения; 3 – зона перегрева

При переходе к высоким параметрам сохраняется П-образная компоновка. Изменяется соотношение отдельных поверхностей нагрева. Сильно возрастает воздухоподогреватель, пароперегреватель и водяной экономайзер. Повышение доли тепла, идущей на перегрев (при повышении давления), а также повышение температуры перегрева приводит к тому, что конвективного тепла уже недостаточно для обеспечения перегрева. Также повышение температуры перегрева снижает температурные потери, а следовательно, и коэффициент теплопередачи. Поэтому при повышении параметров пара пароперегреватель перемещается в зону более высоких температур, а затем и в самую топку.

Пароперегреватели в топочной камере выполняют в виде полурadiaционных ширмовых. В современных котлах высокого давления между топкой и пароперегревателем конвективных поверхностей нагрева не устанавливается, а если есть, то только фестон (рис. 15.8).

В этих котлах испарительными поверхностями являются топочные экраны. Вследствие того, что доля тепла, идущего на подогрев воды, увеличивается с ростом давления, в котлах высокого давления вода в водяных экономайзерах почти никогда не кипит.

Вследствие увеличения количества тепла, поглощаемого перегревателем, температура газов за ним снижается. С другой стороны увеличивается температура питательной воды. Следовательно, с точки зрения температурного напора работа экономайзера ухудшается. Одновременно с увеличением параметров пара увеличивается доля тепла, идущего на подогрев. Поэтому водяной экономайзер увеличивается в размерах и все же, как правило, вода в нем не кипит. Часть работы экономайзера по подогреву воды выполняют экраны.

Подогрев воздуха перераспределяет тепло. При повышении температуры подогрева воздуха увеличивается доля тепла, передаваемого радиацией. Следовательно, подогрев воздуха в современных котлоагрегатах высокого давления действует аналогично повышению параметров пара, т. е. тоже перераспределяет поверхности.

Влажность топлива также влияет на распределение тепла на радиационное и конвективное. Объясняется это тем, что влага топлива повышает объем газов, а это снижает температуру газов в топке и на выходе из нее. Последнее приводит к уменьшению теплоотдачи радиацией.

В котлах высокого давления появляются радиационные водяные экономайзеры (явно выражены в прямоточных котлах) и радиационные пароперегреватели.

Следовательно, наличие большого количества радиационных поверхностей нагрева – характерная особенность котлов высокого давления.

Радиационные поверхности нагрева применяют и для среднего давления. Это рационально, так как уменьшается расход металла и упрощается конструкция котлов. При высоком же давлении применение радиационной поверхности и отказ от котельных пучков необходимы по причинам, указанным выше.

Перенесение в котлах высокого давления части пароперегревателя в топку дает возможность не только увеличить температурный напор, но и улучшить температурную характеристику пароперегревателя.

Выбор параметров пара как и температуры уходящих газов определяют соотношением стоимости топлива и металла. Процесс повышения достигают, в основном, за счет повышения параметров пара. Это было вызвано удорожанием топлива в различных странах мира. Уголь становился более дорогим по сравнению с металлом.

В США и ФРГ (где стоимость топлива особенно высока) применяются околокритические давления ($P = 24,5$ МПа). Некоторые опытные блоки на 30,0–35,0 МПа, построенные в этих странах, дали показатели ниже ожидаемых и больше их не строят. В области температур то же наблюдается ее понижение. В большинстве стран перешли от температур 600–650 °С на 540–560 °С.

Рост показателей экономичности ТЭС продолжается, но только за счет оптимизации цикла и повышения КПД основного и вспомогательного оборудования.

В районах относительно дорогого топлива можно ожидать применения на крупных конденсационных станциях котлоагрегатов закритического давления с однократным или даже двукратным промышленным перегревом. Однако в условиях $t_{\text{мп}}$ порядка 540 °С при $P = 24,0$ МПа потребуются использование дорогих аустенитных сталей, что не целесообразно.

В районах дешевого топлива можно ожидать применения докритического давления при $t_{\text{мп}} = 530–540$ °С с промышленным перегревом до той же температуры.

Укрупнение единичной мощности парогенераторов – эффективный способ снижения удельных капитальных затрат по ТЭС в целом, отнесенных к единице установленной мощности. Так, при увеличении единичной мощности блока вдвое капитальные затраты снижаются на 20 %, в основном за счет строительной части. Кроме того, укрупнение энергоблоков ускоряет наращивание энергетических мощностей и снижает эксплуатационные расходы.

У сверхмощных котлоагрегатов всех типов оформление парового тракта сильно затрудняется в части пароперегревателя: большая ширина топки и газохода увеличивает тепловые перекосы всех видов и повышает требования к периодическому перемешиванию пара. В то же время предельный диаметр пароперепускных труб ограничен. Значительные гидравлические сопротивления при большой скорости пара и максимальный наружный диаметр труб (426 мм) ограничивает расход пара величиной 300–350 т/ч, т. е. эта величина может быть повышена. В США при наружном диаметре 560 мм одна линия обеспечивает мощность 250 МВт. Все же и при этом сверхмощные котлоагрегаты приходится выполнять из нескольких независимых несмешивающихся потоков пара. Это усложняет схему и систему регулирования.

Разная температура размягчения золы большинства наших углей требует глубокого охлаждения топочных газов (до 1050–1150 °С), размещения в топке

больших экранных поверхностей, использования двухсветных экранов и сильно развитых ширмовых поверхностей нагрева в верхней части топки.

Возрастание ширины котла по фронту (при 200 МВт – более 20 метров) усложняет задачу конструирования каркаса, в частности горизонтальных балок, расположенных параллельно фронту. Пытаются решить эту проблему путем полного разделения топки по ширине с установкой на каждую часть отдельного каркаса. Это удорожает и еще увеличивает габариты.

При применении циклонных предтопок можно всю среднюю и верхнюю часть камеры заполнить ширмами.

Использование циклонных топок поможет решить и другую проблему – создание малогабаритных конвективных газоходов. Одна из причин ограничения скорости газов – золовой износ. При работе циклонных предтопок уменьшается доля уносимой золы, и зола (летучая) получается более мелкая, что позволяет при том же износе значительно увеличить скорости. Это сокращает размеры конвективного газохода (увеличивается α).

Еще одной важной задачей является сохранение одного барабана на мощных парогенераторах. В современных сверхмощных котлоагрегатах внутренний диаметр барабана доходит до 1800 мм и длина до 30 м. Такие размеры обеспечивают сохранение одного барабана до $D = 1000$ т/ч и выше (в США – до 1500–1700 т/ч, т. е. для блока 500 МВт).

Имея в виду существующую ныне интенсивность процессов в котлоагрегатах, можно считать, что на ближайшие годы основной компоновкой агрегата остается П-образная. Большая глубина конвективного газохода при этом вполне допустима, поскольку есть возможность трубные пакеты не опирать на балки, а подвешивать на трубной системе. При очень абразивной золе скорости газов в конвективных поверхностях нагрева можно снижать применением Т-образной компоновки. Башенная компоновка тоже может найти некоторое распространение для случаев стесненной площадки ТЭС и чрезмерной дороговизны земельного участка.

15.7. Паровые котлы с многократной принудительной циркуляцией

Схема котла с многократной принудительной циркуляцией представлена на рис. 15.11. Эта схема была предложена в 20-х годах прошлого столетия для судовых установок, а затем применена и на стационарных котлах. Схема движения воды и пара аналогична котлам с естественной циркуляцией, но в схеме применен дополнительный элемент – циркуляционный насос 5.

Для ликвидации неравномерности распределения воды по трубам во входном коллекторе перед испарительной поверхностью 7 ставят специальные дросселирующие устройства (на входе в каждую трубу). Дополнительное сопротивление (0,3–0,5 МПа) выравнивает распределение воды по трубам.

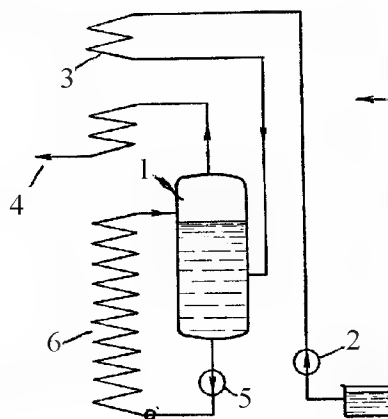


Рис. 15.11. Схема котла с многократной принудительной циркуляцией

1 – барабан котла; 2 – питательный насос; 3 – водяной экономайзер; 4 – отвод пара из пароперегревателя; 5 – циркуляционный насос; 6 – испарительная поверхность нагрева

Обычно на котел устанавливают два циркуляционных насоса: один – с электрическим, а другой – с паровым приводом.

Преимущества, которые дает схема с многократной принудительной циркуляцией.

1. Возможность свободно компоновать поверхности нагрева.
2. Возможность применения труб малого диаметра, а следовательно, и с меньшей толщиной стенки. Трубы малого диаметра дают возможность в том же объеме разместить большую поверхность нагрева.
3. Уменьшение веса испарительной части котла.
4. Ввиду увеличения скорости воды увеличение коэффициента теплоотдачи.
5. Снижение габаритов котла и объема здания.

Недостатки конструкции.

1. Усложнение схемы введением циркуляционных насосов.
2. Меньшая надежность работы ввиду возможной аварии насоса.
3. Дополнительная затрата энергии на насос.
4. При растопке котла необходим посторонний источник энергии на привод насоса.

Схема одной из конструкций котла принудительной циркуляции представлена на рис. 15.12.

15.8. Развитие прямоточного котлостроения

Прямоточные котлы по своей схеме резко отличаются от барабанных с многократной циркуляцией. В своей простейшей форме прямоточный котел представляет собой непрерывный обогреваемый змеевик, в один конец которого поступает питательная вода, а из другого выходит перегретый пар. Такая конструкция проста по устройству, не содержит таких дорогих элементов, как

барабаны, коллекторов, опускных необогреваемых труб и др. Однако практически начиная с мощности котла 3–8 т/ч приходится применять несколько параллельных витков. Число параллельных витков в больших котлах доходит до 50–100 и выше.

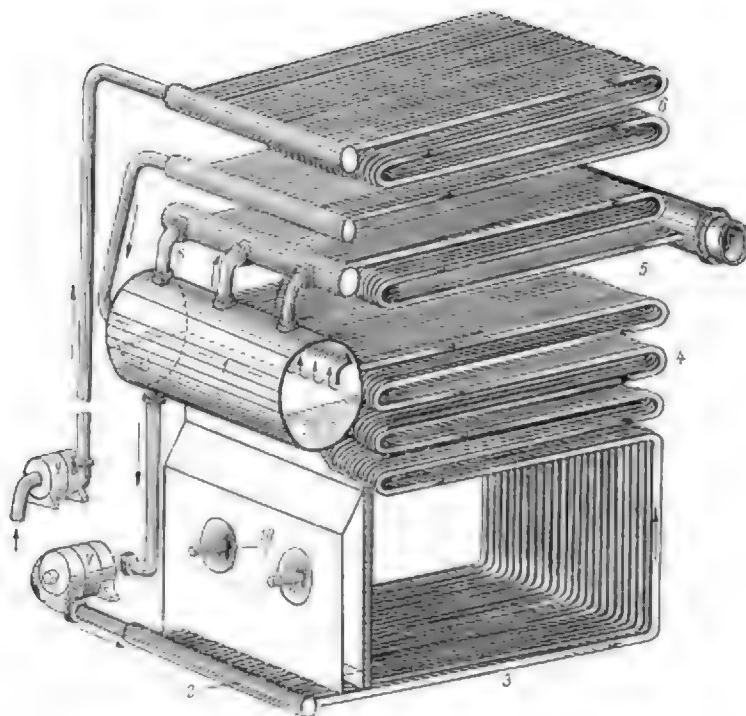


Рис. 15.12. Котел с многократной принудительной циркуляцией:

1 – паровой котел; 2 – распределительный коллектор; 3 – трубки лучевос-
принимающего пучка; 4 – трубки конвективного пучка; 5 – коллектор паро-
перегревателя; 6 – экономайзер; 7 – циркуляционный насос; 8 – паропе-
репускные трубы; 9 – питательный насос; 10 – форсунка

Неравномерность распределения потока по параллельным змеевикам, а также неодинаковые условия обогрева отдельных труб приводят к так называемой температурной разверке, которая выражается в том, что отдельные змеевики начинают выдавать пар различной температуры. Для борьбы с этим явлением можно:

искусственно повышать сопротивление отдельных труб (шайбование);
устанавливать смесительные коллекторы по пути движения для выравнивания температуры по змеевикам.

Второе мероприятие часто используется.

Число параллельно включенных труб, определяемое расходом питательной воды и минимально допустимой скоростью, оказывается недостаточным, чтобы занять вертикальными подъемными трубами весь периметр топки. Опасаясь застоя пара в местах перехода от подъемного к нисходящему движению (в области низких паросодержаний и скоростей смеси), избегают нисходящих

участков кипящих труб, особенно в зоне начала испарения. В отечественных конструкциях прямоточных котлов трубы располагают в виде ленты, обвивающей периметр топочной камеры по спирали, что позволяет при небольшом числе труб покрыть все стенки не прибегая к опускному движению.

Скорость входа воды в трубки составляет 1,5–2,0 м/с (при номинальной нагрузке). Попытки снизить скорость до 0,6 м/с (в целях общего снижения сопротивления котла) привели к расслоению потока пароводяной смеси в трубах, пульсации температур металла и в результате – к многочисленным повреждениям труб.

При скорости движения на входе потока 2 м/с расслоения пароводяной смеси не наблюдалось, и прямоточные котлы работали не менее надежно, чем барабанные.

Работа прямоточного котла характеризуется высокими требованиями к качеству питательной воды. В прямоточных бесепараторных котлах все соли, вносимые с питательной водой, либо отлагаются на стенках трубок, либо растворяются в паре и уносятся в турбину. Отложение солей происходит в основном в зоне испарения (переходной зоне). Ввиду отложения солей на внутренней стороне стенки трубки работают в тяжелых условиях. Поэтому, чтобы уменьшить опасность пережога труб, переходную зону обычно выносят в конвективную шахту (область умеренных температур) (рис. 15.13). В таких условиях можно безопасно накапливать в котле некоторое количество солей и удалять их периодической промывкой.

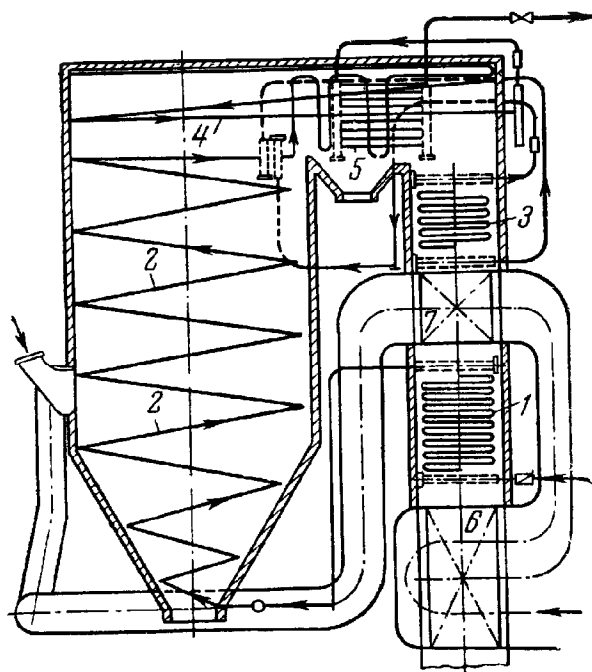


Рис. 15.13. Схема прямоточного котлоагрегата высокого давления:

1 – водяной экономайзер; 2 – нижняя радиационная часть (экономайзерная и испарительная); 3 – переходная зона; 4 – верхняя радиационная часть (перегревательная); 5 – конвективный пароперегреватель; 6 – первая ступень воздухоподогревателя; 7 – вторая ступень воздухоподогревателя

Для удлинения срока межпромывочной работы котла, а также для уменьшения заноса солями проточной части турбины некоторые прямоточные котлы снабжают сепараторами.

Сепараторы устанавливают в переходной зоне, в зоне малой влажности и отделяют воду с солями от пара. Вода с солями отводится в дренаж, а пар – в пароперегреватель. Главная трудность – поддержание на входе в сепаратор постоянной влажности. С изменением нагрузки котла эта влажность меняется. При увеличении влажности увеличивается потеря с продувкой. При уменьшении влажности некоторые змеевики начинают выдавать в сепаратор перегретый пар, в котором уже растворены соли, а часть солей отложится на трубах до сепаратора. Это снижает эффект сепарации.

В целом можно сказать, что сепараторы облегчают задачу получения чистого пара при пониженном качестве конденсата, но не позволяют применять питательную воду со значительным солесодержанием, как это можно делать в барабанных котлах.

Одним из недостатков прямоточных котлов является их малая аккумулирующая способность. Если в барабанных котлах в первый момент резкого повышения нагрузки котлы могут выдавать больше пара при том же количестве питательной воды и том же количестве топлива, то в прямоточных котлах количество вырабатываемого пара точно соответствует количеству питательной воды. Но с этим связано и преимущество прямоточного котла – малая взрывоопасность.

Ввиду того, что в прямоточном котле должно быть точное соответствие количества подаваемой питательной воды, топлива и воздуха количеству и заданным параметрам пара, прямоточный котел обязательно должен быть автоматизирован.

Прямоточные котлы изготавливают как на средние, на высокие, так и на сверхкритические давления. Но если на давления ниже критического могут быть построены котлы с естественной циркуляцией, то на критических параметрах прямоточные котлы – единственно возможные. При высоких давлениях прямоточные котлы работают лучше, чем при средних, ввиду меньшей опасности расслоения пароводяной смеси. В сверхкритической зоне такого расслоения вообще не наступит. Прямоточные котлы у нас в основном выпускает Подольский машиностроительный завод.

Преимущества прямоточных котлов.

1. Отсутствие барабана.
2. Меньший вес котла.
3. Простота конструкции.
4. Легкость изготовления и монтажа.
5. Взрывобезопасность.
6. Возможность постройки котла на сверхкритические параметры.
7. Полная автоматизация управления.

Недостатки.

1. Повышенные требования к качеству питательной воды.
2. Малая аккумулирующая способность котла.
3. Повышенный расход энергии на привод питательных насосов высокого давления.
4. Возможно неравномерное распределение воды по параллельным змеевикам (гидродинамическая неравномерность).

15.9. Современные паровые котлы малой мощности

Производительность котлов малой мощности до 20 т/ч. Давление пара до 1,8 МПа. Если в котлах большой мощности применение полной механизации и автоматизации себя оправдывает, то в котлах малой мощности – не всегда.

Механизация топочного процесса зачастую затруднительна. Ручное обслуживание значительно снижает КПД.

К котлам малой мощности могут быть предъявлены следующие требования.

1. Они должны быть достаточно компактными (малые габариты, малый расход металла).
2. Необходима возможность работы на воде пониженного качества (на мелких предприятиях зачастую нет возможности устанавливать сложную и дорогую химводоочистку).
3. Конструкция топки и газоходов должна обеспечивать работу без заноса поверхностей нагрева золой.
4. Котел должен быть транспортабельным – возможность доставки к потребителю в собранном виде с облегченной обмуровкой.
5. Минимальное количество монтажных работ на месте, так как на месте иногда не бывает достаточно квалифицированных монтажников.
6. Универсальность по топливу.
7. Достаточно высокая экономичность.
8. Легкость очистки барабана и труб от солевых отложений, а газоходов – от золы.

В настоящее время малая энергетика стоит на пути широкого применения вертикально-водотрубных котлов.

Большое распространение получили котлы ДКВ (рис. 15.14).

Котел ДКВ сейчас выпускает Бийский котлостроительный завод. Это двухбарабанный вертикально-водотрубный котел с экранированной топочной камерой и сильно развитым конвективным пучком. Строят на паропроизводительность 2,0; 4,0; 6,5; 10 и 20 т/ч. Экраны изготавливают из труб диаметром 51×2,5 мм. Параметры (всех производительностей) $P = 1,3$ МПа, $t_{\text{мп}} = 250\text{--}300$ °С, а при $D = 10$ т/ч и 20 т/ч могут быть изготовлены на $P = 1,8$ МПа и $t_{\text{мп}} = 350$ °С. Нижний барабан опирается, расширение системы вверх.

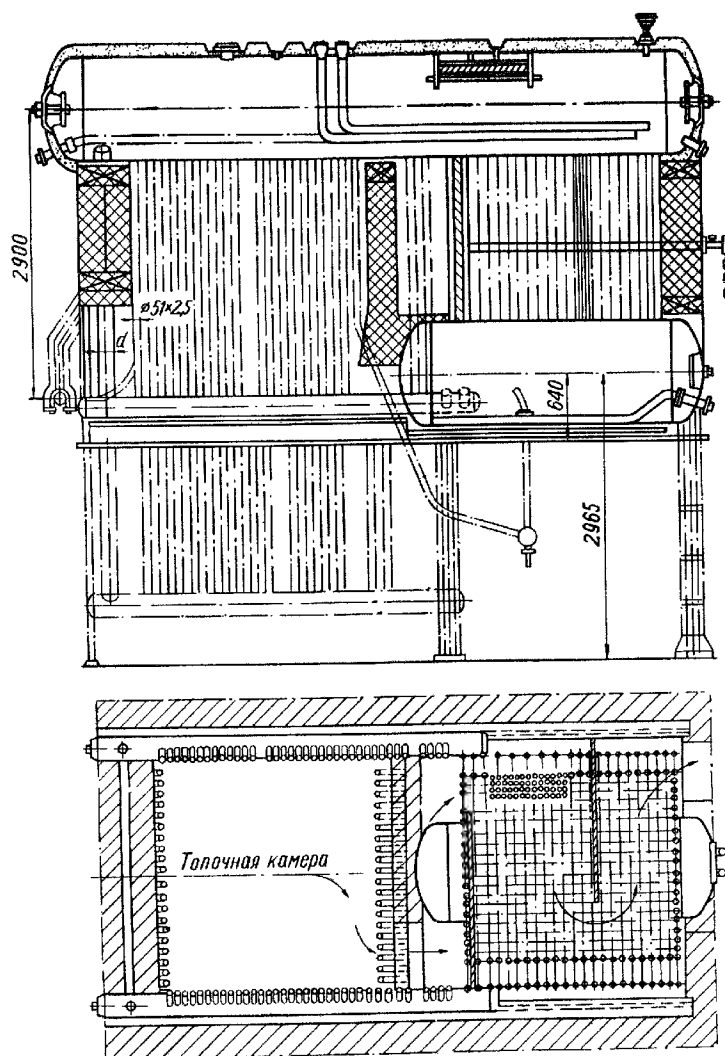


Рис. 15.14. Схема котла ДКВР

Газы имеют горизонтальный разворот. Пароперегреватель вертикального типа располагают за камерой догорания. Наличие камеры догорания устраняет опасность возможного затягивания факела в пучок кипяtilных труб.

Барaban должен быть заторкретирован (для защиты от воздействия высокой температуры).

Известна конструкция котла как с продольным, так и с поперечным нижним барабаном.

Основное достоинство котла – транспортабельность.

Котел снабжен слоевой топкой и пневмомеханическим забрасывателем.

15.10. Компоновка котлов большой паропроизводительности

Разработка и выбор рациональной компоновки определяют надежность работы котла, простоту и удобство обслуживания и ремонта, минимальный расход металла и малую стоимость установки. На выбор компоновки влияет паропроизводительность котла, вид сжигаемого топлива, тип топочного устройства и др.

Отечественный и зарубежный опыт проектирования показывает, что котлы большой паропроизводительности могут быть изготовлены различных компоновок, каждая из которых имеет свои достоинства и недостатки. Котлы могут быть с П-образной (рис. 15.9), Т-образной (рис. 15.15) и башенной (рис. 15.16) компоновкой. Они состоят из радиационных топок и конвективных шахт. В первых двух конструкциях эти шахты соединены горизонтальным газоходом, в котором размещаются пароперегревательные поверхности нагрева. В конвективной шахте располагают пакеты водяных экономайзеров, переходные зоны, пароперегреватели и воздухоподогреватели.

Нижний вывод топочных газов из котлов с П-образной и Т-образной компоновкой позволяет установить на нулевой отметке тяжелое тяго-дутьевое и золоулавливающее оборудование. Строительные конструкции здания получают легче и дешевле.

Нисходящий поток газов в конвективной шахте способствует самоочистке труб, позволяет применить дробеструйную золоочистительную установку и осуществить противоточное включение поверхностей нагрева.

Котлы П-образной компоновки получили широкое распространение в отечественном котлостроении. Топочная камера котла П-образной компоновки конструктивно проста и удобна для блочного изготовления ее панелей. Двухсветные экраны размещают в топке перпендикулярно фронту котла и делят ими топочную камеру на секции. В П-образной компоновке (по сравнению с Т-образной) увеличивается глубина конвективного газохода, в результате чего возрастает неравномерность полей температур и скоростей газа, вызывая повышенную тепловую разверку в конвективных поверхностях нагрева. Недостаток П-образной компоновки несколько уменьшается при фронтальной установке горелок, а также при применении бесприсосной конвективной шахты и жидкого шлакоудаления.

Уменьшение тепловой разверки достигается применением перемешивания и переброса воды и пара. Кроме того, фронтальная установка горелок и циклонных предтопок упрощает коммуникации по подводу больших количеств топлива и воздуха.

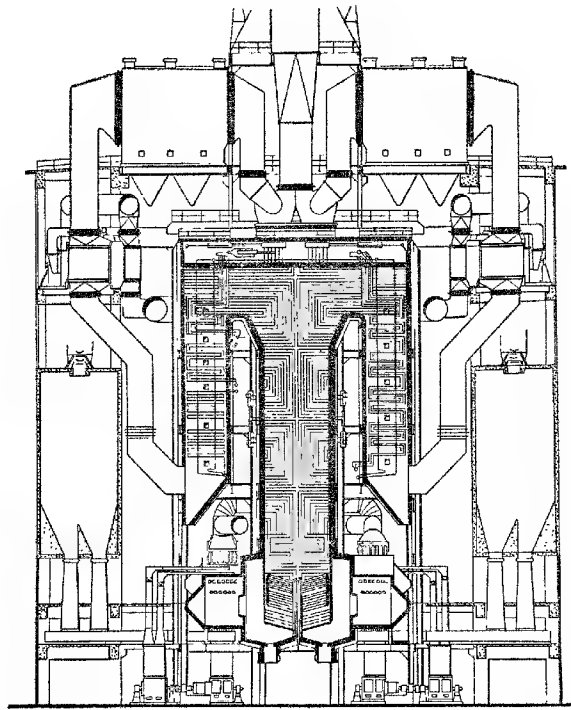


Рис. 15.15. Проект котла Бенсона мощностью 250 МВт с циклонной топкой

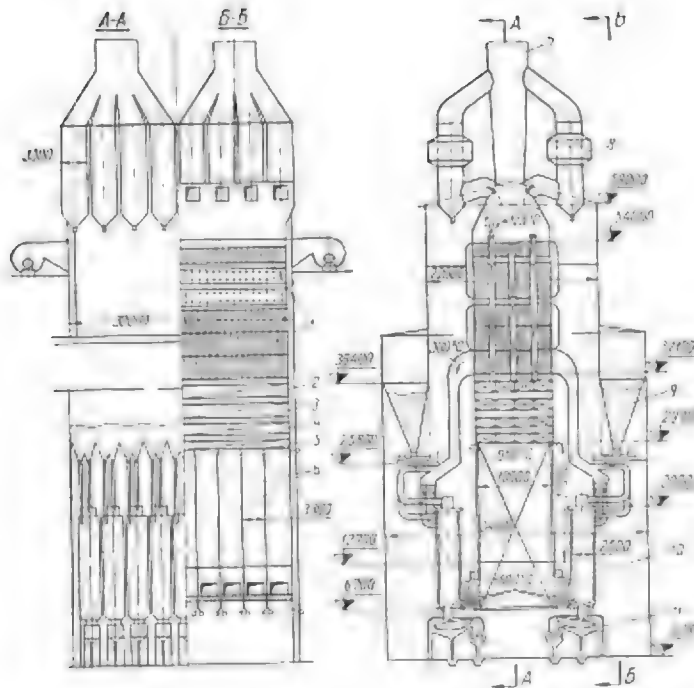


Рис. 15.16. Прямоточный котел сверхкритического давления для блока мощностью 600 МВт ($D = 1620$ т/ч, $p = 305/61,6/13,5$ ата, $t_{пе} = 655/565/565$ °C):
 1 – воздухоподогреватель; 2 – водяной экономайзер; 3 – второй промежуточный перегреватель; 4 – выносная переходная зона; 5 – конвективный перегреватель сверхвысокого давления; 6 – двухсветный экран; 7 – дымовая труба; 8 – скруббер; 9 – промежуточный бункер; 10 – циклонные предтопки; 11 – скребковый транспортер для удаления шлака

Двойной фронт выхода газа из топок Т-образной компоновки уменьшает высоту газовых окон, улучшает аэродинамику потока при входе в соединительный газоход из топочной камеры и уменьшает разверку температуры газа по высоте газохода. Путем перераспределения газов по двум газоходам можно также вести подрегулировку температуры пара в пароперегревателях. (Разверка температуры газов по высоте выходного окна в некоторых конструкциях при П-образной компоновке достигала 200 °С, что приводило к шлакованию труб в верхней части окна.)

Увеличение фронта выхода газа из топки при Т-образной компоновке дает возможность увеличить поверхность нагрева ширм, увеличить коэффициент теплоотдачи излучением в пароперегревателе.

Однако котел Т-образной компоновки получается тяжелее и трудозатраты на его изготовление выше, чем в аналогичном котле П-образной компоновки. Увеличение расхода стали вызывается усложнением каркаса, удлинением пароперепускных труб и ростом числа коллекторов. Трудозатраты на изготовление котла возросли из-за увеличения числа гибов труб и из-за увеличения числа сварных стыков. Котел Т-образной компоновки имеет сложную тепловую схему.

Расположение горелок на двух боковых стенках топки при Т-образной компоновке усложняет подвод коммуникаций для подачи топлива и воздуха, по сравнению с фронтальным расположением горелок в П-образной компоновке.

При Т-образной компоновке возрастает длина здания котельной и уменьшается ширина (по сравнению с П-образной), что стоит дешевле.

При башенной компоновке (рис. 15.16) котел компактен в плане. Воздухопроводы при этой компоновке небольшой протяженности, а газопроводы отсутствуют. Дымовые трубы обычно устанавливают на каркасе котла или на строительной конструкции здания. Верхняя установка тягодутьевых устройств и золоуловителей утяжеляет конструкцию, усложняет монтаж и ремонт оборудования. Башенная компоновка применима для котлов, сжигающих газ, мазут или малозольный уголь, позволяющий упразднить или упростить газоочистку и использовать регенеративный воздухоподогреватель. Башенный вариант обеспечивает удобное расположение топочной камеры с циклонными предтопками.

В башенной компоновке увеличивается длина и возрастает стоимость паропроводов, возникают конструктивные трудности при креплении двухсветных экранов.

При U-образной компоновке (рис. 15.17) с расположением горелок на потолке топки двухсветные экраны можно устанавливать как перпендикулярно, так и параллельно по фронту котла, что дает возможность расположить в топке большую (по сравнению с предыдущими конструкциями) поверхность нагрева. Опускной факел дает более полное и стабильное заполнение топочной камеры. U-образная компоновка обладает еще и тем преимуществом, что выходные камеры первичного и промежуточного пароперегревателя установлены на более низкой отметке, что уменьшает длину паропроводов и снижает стоимость коммуникаций по пару.

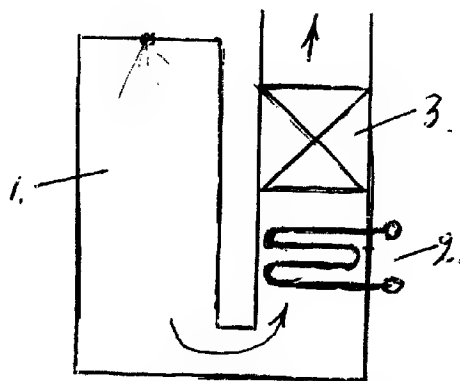


Рис. 15.17. Схема котла с U-образной компоновкой
1 – топка; 2 – водяной экономайзер; 3 – воздухоподогреватель

Радиационную и конвективную шахты в этой конструкции соединяют нижним горизонтальным газоходом, в котором устанавливают полурadiационные ширмы и конвективные поверхности нагрева.

Поворот газов в топочной камере увеличивает улавливание золовых частиц в холодной воронке топки.

Основной недостаток U-образной компоновки – установка на строительных конструкциях здания тягодутьевых машин и золоуловителей.

При трехходовой компоновке (рис. 15.18) использованы преимущества П- и V-образных компоновок. Эти конструкции рентабельны при температуре не выходе из топочной шахты более 1300 °С. При температуре 1000 °С уже II заход нерадиационный (с большой долей конвективного тепла). В России применения не нашел.

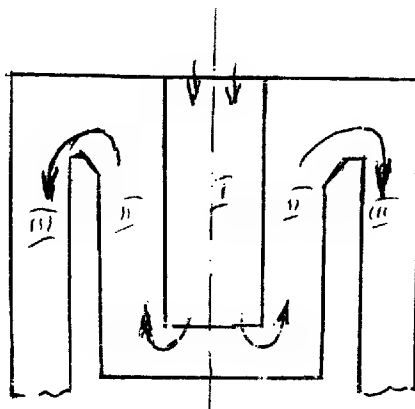


Рис. 15.18. Схема трехходовой компоновки котла

За рубежом имеются очень сложные компоновки котлов большой паропроизводительности, например в 4 хода: камера горения (опускное движение), камера охлаждения (подъемное движение), опускная и подъемная конвективные шахты.

Иногда котел изготавливают с глубоким горизонтальным конвективным газоходом, в котором установлены змеевиковые конвективные поверхности нагрева.

Решающим в окончательном выборе компоновки котла является высокая надежность работы, удобство эксплуатации и ремонта и снижение расхода металла на паропроводы между котлом и турбиной.

16. АРМАТУРА И ГАРНИТУРА КОТЛА

16.1. Котельная арматура

Устройства и приборы, служащие для управления работой частей котельного агрегата, находящихся под давлением, для включения, отключения и регулирования трубопроводов для воды и пара, основные предохранительные устройства носят название арматуры.

По своему назначению арматуру разделяют на запорную, регулируемую, продувочную и предохранительную.

Арматуру выполняют с принудительным приводом и самодействующей.

По конструкции приводную арматуру разделяют на вентили, задвижки и краны, а самодействующую – на предохранительные и обратные клапаны и конденсатоотводчики.

К арматуре условно относят также водомерные стекла и другие водоуказательные приборы.

Вентили применяют в качестве регулирующих и запорных устройств (рис. 16.1). Как запорную арматуру их применяют при диаметрах прохода до 109–150 мм.

В запорном вентиле уплотняющая поверхность клапана плотно примыкает к поверхности седла. Вентиль состоит из корпуса, крышки, шпинделя, на котором висит клапан. В корпусе имеется седло клапана. В месте прохода шпинделя через крышку установлено сальниковое уплотнение.

В регулирующем вентиле клапан имеет переменное сечение. Это дает возможность изменять проходное сечение. Регулирующий клапан выполняют в виде профилированной иглы, пустотелого золотника и т. д. В полностью закрытом состоянии они не обеспечивают полной плотности. Обычно регулирующие клапаны рассчитывают на работу с перепадом давления 1,0 МПа.

Основным показателем работы регулирующего клапана является его характеристика (зависимость относительного расхода среды от степени открытия клапана) (рис. 16.2).

Для целей регулирования наиболее благоприятна линейная характеристика, для чего требуется выполнение регулирующих органов со сложным профилем открывающихся окон для перетока среды. Регулирующий клапан золотникового типа имеет пустотелый золотник с профилированными окнами, который шпинделем приводится в поступательное движение. При перемеще-

нии золотника относительно двух седел происходит изменение степени открытия окон.

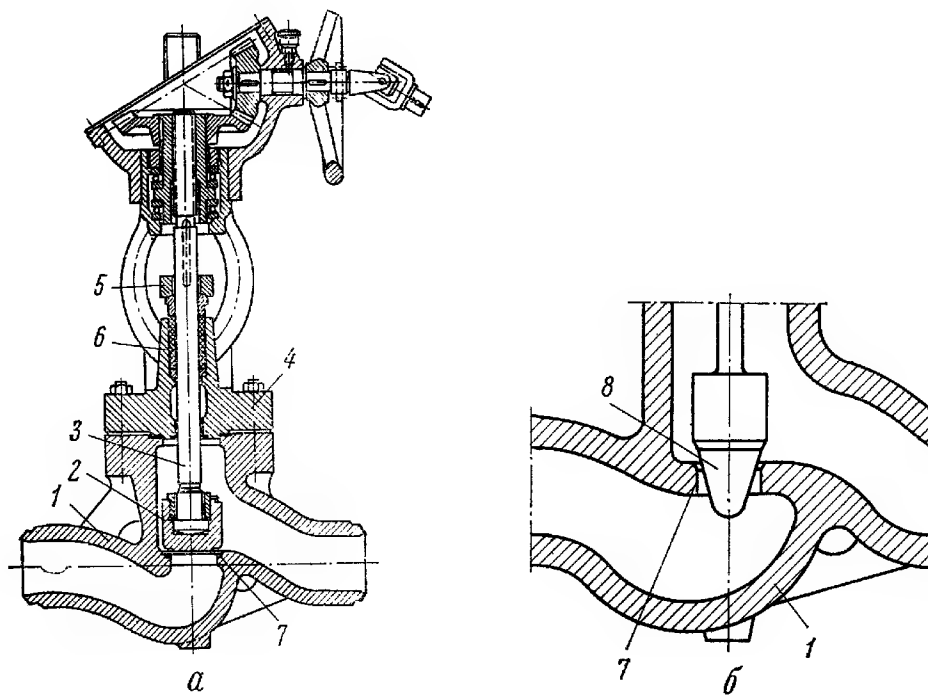


Рис. 16.1. Запорный и регулирующий вентили высокого давления:

а – запорный; *б* – регулирующий; 1 – корпус; 2 – тарелка;
3 – шпindel; 4 – крышка; 5 – сальник; 6 – набивка;
7 – седло; 8 – профилированный конус затвора

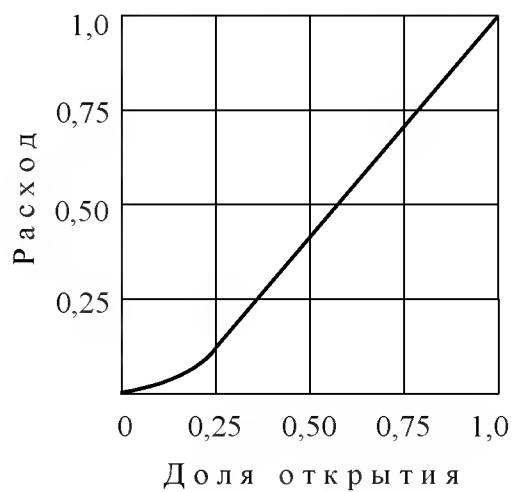


Рис. 16.2. Зависимость относительного расхода среды от степени открытия клапана

В скальчатых регулирующих клапанах регулирующий орган выполнен в виде скалки, имеющей коническую форму вблизи седел. При перемещении скалки изменяется кольцевой зазор между ней и седлами клапана.

В игольчатых регулирующих клапанах регулировка достигается за счет перемещения профилированной иглы.

Задвижки в основном используют в качестве запорных органов (рис. 16.3), хотя имеются и специальные конструкции регулировочных задвижек. В задвижках запирающий орган (клин, диски) перемещается в направлении, перпендикулярном потоку. По принципу прижатия запорного органа задвижки разделяют на клиновые, с параллельно-принудительным затвором и самоуплотняющиеся.

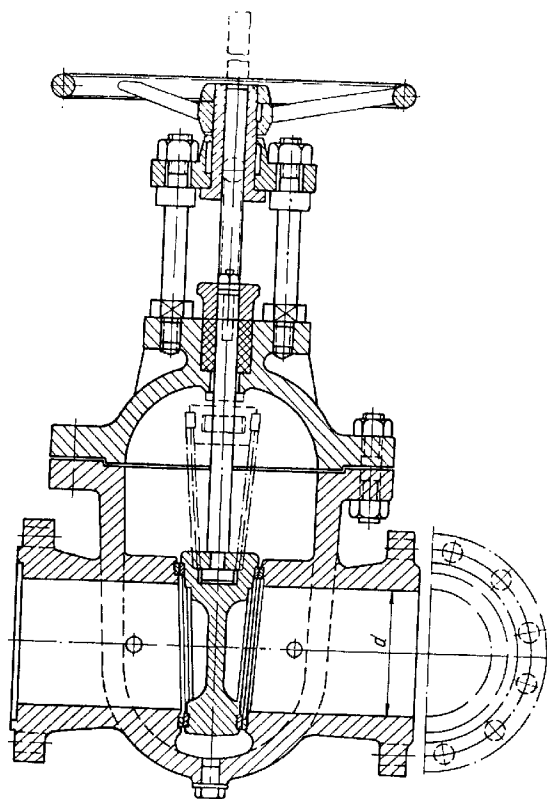


Рис. 16.3. Запорная задвижка

В клиновых задвижках запирающий орган выполняют из целого или разрезного клина.

Коэффициент гидравлического сопротивления задвижек $b = 0,25-0,8$, а у запорных вентилей $b = 2,5-5$.

Обратный клапан (рис. 16.4, 16.5) пропускает среду в одном направлении и автоматически закрывается при обратном токе среды. Его устанавливают, например, на питательном трубопроводе для предотвращения обратного тока воды при падении давления в магистрали.

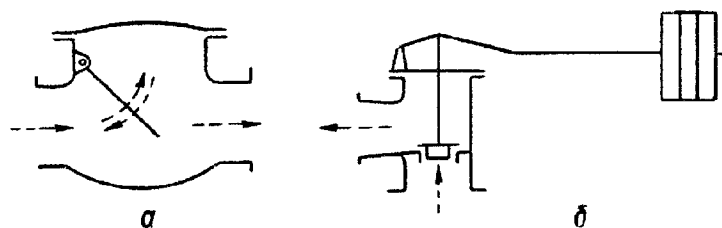


Рис. 16.4. Схемы предохранительной арматуры:
 а – схема обратного клапана; б – схема предохранительного клапана

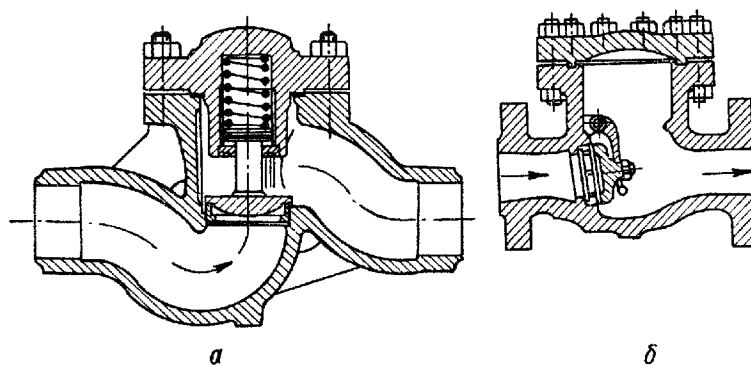


Рис. 16.5. Обратные клапаны:
 а – пружинный; б – клапан-хлопушка

Предохранительный клапан представляет собой запорное устройство, которое автоматически открывается при повышении давления. Устанавливают его на барабанных котлах, паропроводах, резервуарах и др. При открытии клапана среда сбрасывается в атмосферу. Предохранительные клапаны могут быть рычажными (рис. 16.6), пружинными (рис. 16.7) и импульсными (рис. 16.8).

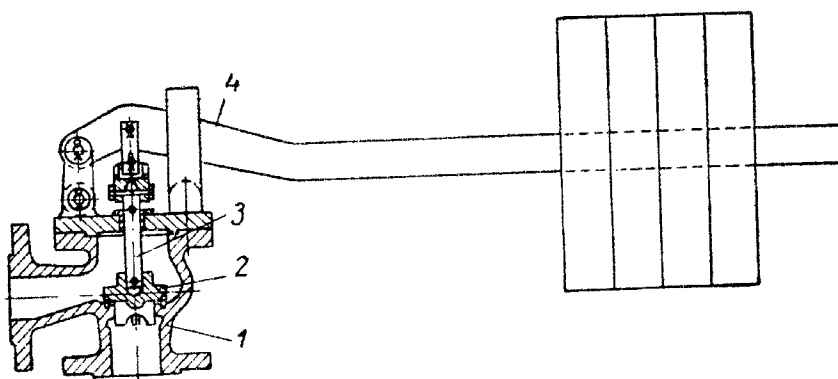


Рис. 16.6. Рычажный предохранительный клапан
 1 – корпус; 2 – тарелка; 3 – шпindelь; 4 – рычажно-грузовой механизм

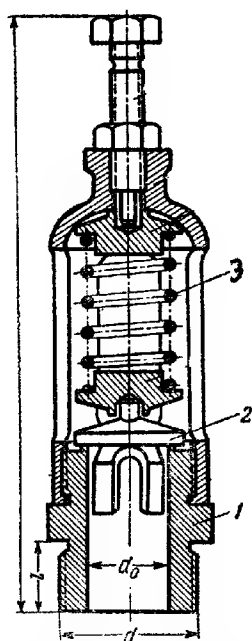


Рис. 16.7. Пружинный предохранительный клапан с упорным регулировочным болтом и боковыми окнами для выпуска пара

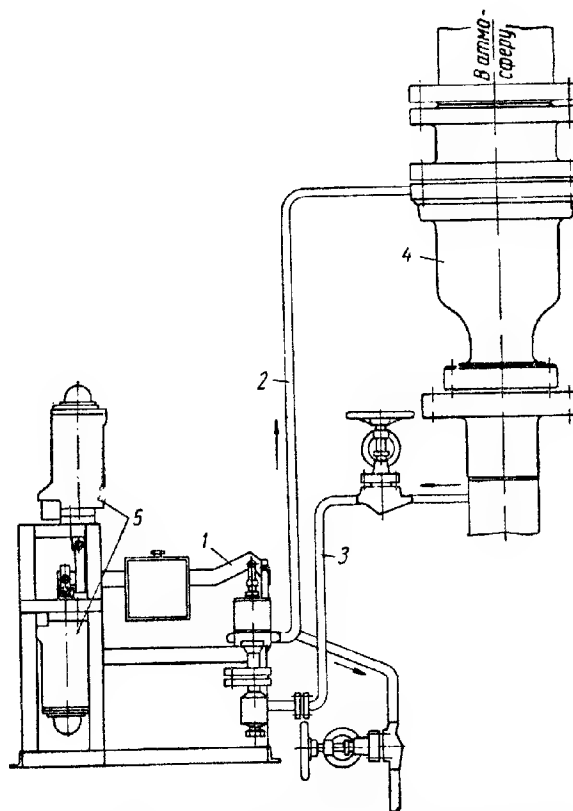


Рис. 16.8. Схема импульсного предохранительного клапана высокого давления:

1 – импульсный клапан; 2 – соединительная труба; 3 – дренажная линия; 4 – главный предохранительный клапан; 5 – электромагниты

В рычажном клапане запирающий орган (тарелка) удерживается в закрытом состоянии грузом. В пружинном предохранительном клапане давлению среды на тарелку противодействует сила натяга пружины.

Предохранительные клапаны выполняют как одинарными, так и двойными. В зависимости от высоты подъема тарелки клапаны разделяют на низкоподъемные и полноподъемные. В полноподъемных клапанах площадь, открываемая проходу среды при подъеме клапана, превышает проход седла. Они обладают большей пропускной способностью, чем низкоподъемные.

Импульсно-предохранительные клапаны к седлу прижимаются полным давлением среды. Что обеспечивает большую плотность. При повышении давления вначале открывается небольшой импульсный клапан. Прошедший из него пар действует на поршень основного клапана, производя его открытие.

Количество и размеры предохранительных клапанов определяются по следующей формуле:

$$n \cdot d \cdot h = A \frac{D}{p},$$

где n – число установленных клапанов;

h – высота подъема клапана, см;

D – номинальная производительность котла (бар);

P – давление (абсолютное) в котле (бар).

Значение коэффициента принимается для клапанов с малой высотой подъема ($h \leq \frac{1}{20} D$), равным 0,0075, а при ($h > \frac{1}{4} D$) $A = 0,015$.

В соответствии с правилами каждый котел паропроизводительностью более 100 кг/ч должен быть снабжен не менее чем двумя предохранительными клапанами, один из которых должен быть контрольным. На котлах производительностью 100 кг/ч и менее может допускаться установка одного предохранительного клапана.

Суммарная пропускная способность клапанов должна быть не менее часовой производительности котла. При наличии у котла неотключаемого пароперегревателя часть предохранительных клапанов с пропускной способностью не менее 50 % суммарной пропускной способности должна быть установлена на выходном коллекторе.

На паровых котлах с давлением 39 кг/см^2 и выше должны устанавливаться только импульсные предохранительные клапаны. Количество пара, которое может пропускать клапан при полном открытии определяется по формулам:

а) для давлений от 0,7 до 120 кг/см^2 :

насыщенный пар – $G_{\text{нп}} = 0,5 \alpha F (p_1 + 1)$, кг/ч;

перегретый пар – $G_{\text{пп}} = G_{\text{нп}} \sqrt{\frac{V_{\text{нп}}}{V_{\text{пп}}}}$, кг/ч;

б) для давлений свыше 120 кг/см^2 :

$G = 0,72 \alpha F \sqrt{\frac{p+1}{V}}$, кг/ч.

Эти формулы могут применяться при условиях:

для насыщенного пара, если

$(p_2 + 1) \leq 0,450 (p_1 + 1)$;

для перегретого пара, если

$(p_2 + 1) \leq 0,473 (p_1 + 1)$,

где G – пропускная способность клапана, кг/ч;

F – наименьшая площадь свободного сечения в проточной части клапана, мм^2 ;

V – удельный объем пара перед предохранительным клапаном, $\text{м}^3/\text{кг}$;

h – высота подъема клапана, см;

d – диаметр проходного сечения клапана, см;

α – коэффициент расхода пара, принимаемый равным 90 % от величины, определенной при испытании головных образцов клапанов данной конструкции;

p_1 – максимальное избыточное давление перед предохранительным клапаном (не более $1,1$ расчетного), кг/см^2 ;

p_2 – избыточное давление за предохранительным клапаном (в случае истечения в атмосферу $p_2 = 0$), кг/см².

Для парогенераторов высоких параметров Венюковский арматурный завод выпускает импульсно-предохранительные устройства, предназначенные для работы на перегретом паре 100 кг/см², $t = 540$ °С; 140 кг/см², $t = 570$ °С и 220 кг/см², $t = 565$ °С и рассчитанное на теоретическую пропускную способность 115, 160 и для блоков 30 МВт (м. б. 300 МВт) 120, 240, 500 т/ч. Это устройство состоит из главного предохранительного клапана с электромагнитным приводом и фильтром электроконтактного манометра и др.

При повышении давления в барабане, коллекторе или паропроводе выше нормального срабатывает электроконтактный манометр, который выключает ток в цепи нижнего электромагнита и включает в цепи верхнего (на импульсном клапане). Верхний электромагнит открывает импульсный клапан. Пар поступает в главный предохранительный клапан и открывает его. При снижении давления пара в барабане электронный манометр выключает верхний магнит и включает нижний. Импульсный клапан закрывается, прекращая доступ пара в поршневую камеру главного предохранительного клапана, давление под поршнем последнего падает за счет выхода пара через дренажную трубку бугеля и главный предохранительный клапан закрывается.

Импульсные предохранительные клапаны выбирают по каталогам арматурных заводов по давлению, температуре перегрева и расходу.

Водоуказательная арматура служит для наблюдения за уровнем воды в барабанных котлах. Водоуказательные приборы с круглыми и рифлеными стеклами применяются на котлах низкого и среднего давления (рис. 16.9). Верхнюю и нижнюю головки прибора посредством труб соединяют с паровым и водяным пространством барабана. Обе головки имеют по два запорных вентиля для отключения прибора от котла. В нижней головке имеется дополнительный ventиль для периодической продувки прибора.

При высоком давлении стекла заменяют слюдой.

Для наблюдения за уровнем воды в барабане котла на щите управления служит сниженный указатель уровня (рис. 16.10).

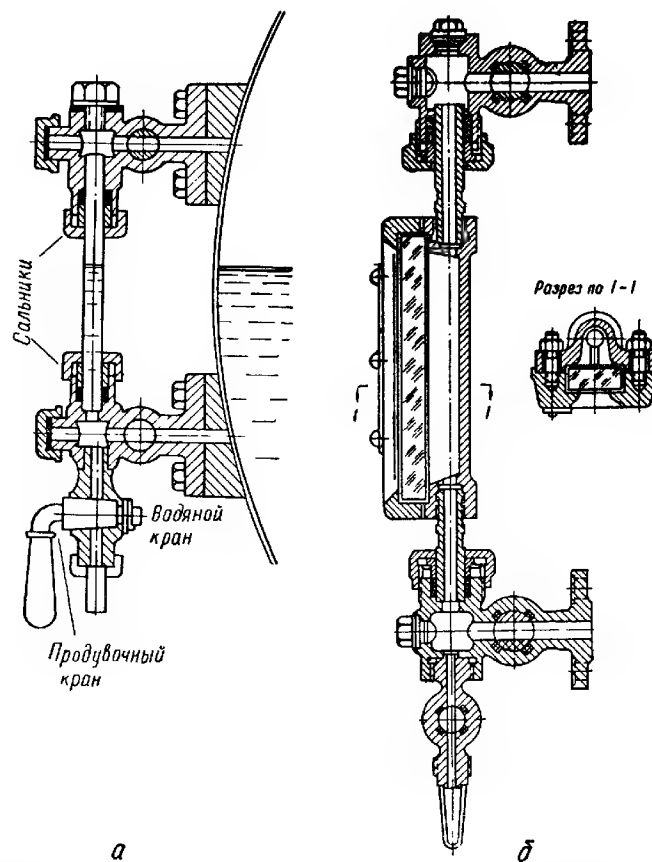


Рис. 16.9. Конструкции водоуказательных приборов:

а – водоуказатель с круглым стеклом; б – водоуказатель с плоским рифленным стеклом

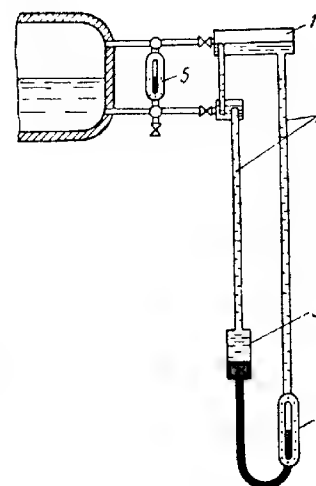


Рис. 16.10. Схема сниженного указателя уровня воды:

- 1 – компенсационный сосуд; 2 – соединительные трубки;
- 3 – расширительный сосуд;
- 4 – нижняя водоуказательная колонка;
- 5 – верхняя водоуказательная колонка

16.2. Гарнитура котла

Устройства для контроля и регулирования работы газоходов котельного агрегата называются гарнитурой. К гарнитуре котла относят: лазы, гляделки, запорные и взрывные клапаны, лючки и др.

Лазы предназначены для осмотра поверхностей нагрева котлов. Лазы бывают прямоугольными и круглыми (рис. 16.11).

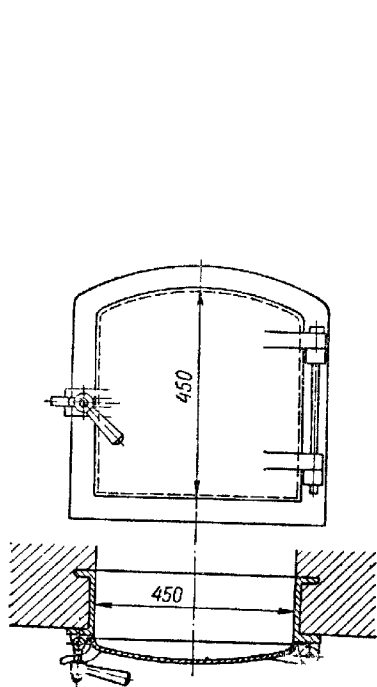


Рис. 16.11. Лаз в обмуровке газохода котла

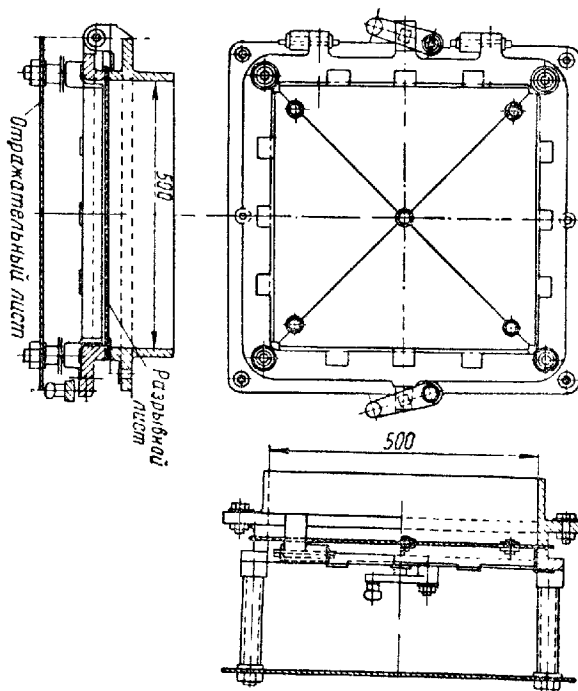


Рис. 16.12. Взрывной клапан в обмуровке котла

Взрывные клапаны (рис. 16.12) предназначены для выпуска в атмосферу дымовых газов в случае повышения давления в топочной камере или газоходах котла.

17. КАРКАС И ОБМУРОВКА

17.1. Каркас, как опорная конструкция котлоагрегата

Каркасом называется пространственная металлическая конструкция, предназначенная для поддержания трубной системы и других деталей котла. На каркас могут опираться поверхности нагрева, обмуровка, газозовдухопроводы, трубопроводы в пределах котла, площадки для обслуживания, лестницы и др. Каркас находится снаружи обмуровки и позволяет трубной системе свободно расширяться.

Основные элементы каркаса выносят из зоны обогрева за обмуровку, что обеспечивает одинаковую низкую температуру их. Это облегчает работу металла и устраняет возможность возникновения температурных напряжений. Отдельные элементы каркаса, как например, балки для крепления опор и подвесок в. э., могут находиться в газоходе котла. Такие балки большей частью выполняются коробчатого типа с наружной изоляцией и охлаждают путем продувания через них воздуха.

Каркас может быть как связанным с конструкцией здания, так и не связанным с ней. В отечественной практике получила преимущественное распространение конструкция каркаса, не связанная с металлическими и железобетонными конструкциями здания (рис. 17.1).

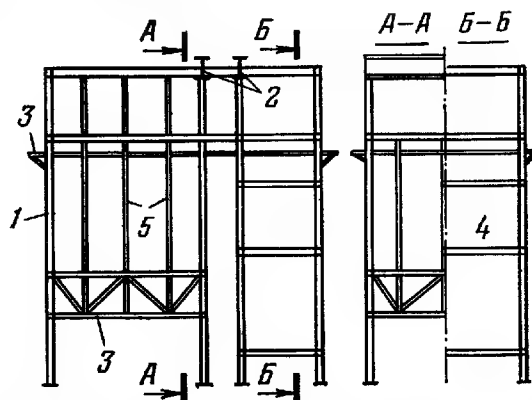


Рис. 17.1. Каркас прямоточного парогенератора П-образной компоновки:

1 – колонны; 2 – несущие потолочные балки; 3 – ферма; 4 – ригель; 5 – стойки

В этом случае каркас котла имеет независимый опорный фундамент, на который передается вся нагрузка котла. Эти каркасы представляют собой железобетонную раму, состоящую из небольшого числа мощных колонн, обычно располагаемых по углам топочной камеры. На эти колонны передается вся нагрузка. Колонны по высоте обвязаны поперечными балками или фермами. Поперечные балки предотвращают изгиб колонн. В мощных котлах расстояние между углами топочной камеры сильно возрастает и иногда достигает по фронту до 25 м. При большой ширине кроме угловых колонн устанавливают еще и промежуточные колонны. Иногда каркас котла выполняют связанным с каркасом здания. Так, например, в полуоткрытых котельных (южные районы) каркас котла используют для поддержания конструкций крыши. В некоторых конструкциях котлов вся трубная система подвешивается к перекрытиям здания, и свободно расширяется вниз. В этом случае каркас котла не является несущим, а представляет собой систему обвязочных балок, предназначенных для создания жесткости. Конвективные поверхности нагрева также подвешиваются и лишь частично опираются на специальный каркас конвективной части котла (часто применяемые в американских конструкциях).

Каркас котла изготавливают из сортового проката (двутавр, швеллер, уголки). Колонны каркаса обычно выполняют из двутавров и швеллеров

большого сечения, соединенных приваренными накладками из листа. В мощных котлах – в виде сварных ферм. Материал изготовления колонн, балок, связей и др. – углеродистая мартеновская сталь Ст3. Нерасчетные элементы – обвязка, обшивка котла, настил, площадки, зольные и шлаковые бункера – из стали Ст0.

Нижняя часть колонн оканчивается плитой (рис. 17.2), которая закрепляется на фундаменте опорными болтами.

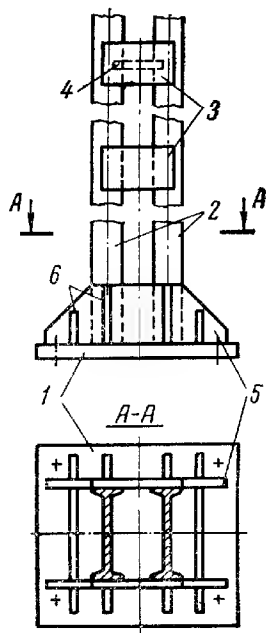


Рис. 17.2. Опорная часть колонны:

1 – опорная плита; 2 – ветви; 3 – планки;
4 – диафрагма; 5 – траверса; 6 – ребра

Крепления барабана могут быть двух типов: свободная опора на роликах (рис. 17.3) и подвеска барабана на шарнирных тягах. Коллекторы также могут подвешиваться либо опираться. По длине коллектора устанавливают две плиты, одна из которых жестко соединяется с каркасом, а другая может перемещаться (для термического расширения).

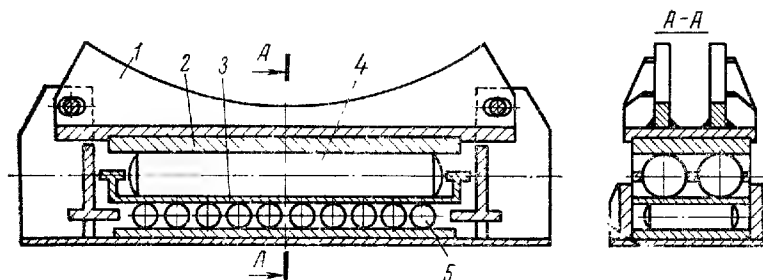


Рис. 17.3. Подвижная опора барабана:

1 – подушка; 2 – плита; 3 – обойма; 4 – поперечные ролики; 5 – продольные ролики

Крепление трубопроводов может быть подвижным и неподвижным.

Колонны каркаса котла передают на фундамент значительные сосредоточенные нагрузки. Например, передние и задние колонны котла ТП-100 передают нагрузку по 560 тонн каждая. Для уменьшения удельного давления на фундамент все колонны в нижней части имеют башмаки (рис. 17.2). При этом расход металла по сравнению с обычным каркасом будет снижаться.

Конструкция каркаса зависит от профиля котлоагрегата, размеров газоходов и установки в них поверхностей нагрева, камер, обмуровки, площадок обслуживания, гарнитуры и обдувочных устройств.

Основные размеры каркаса и места установки связывающих балок выявляются в процессе эскизного и далее технического проектирования котла. Площадки обслуживания намечают исходя из необходимости создания нормальных условий для ремонта, чистки, осмотра поверхностей нагрева и эксплуатации котельного агрегата.

Ширину площадок принимают: около 2000 мм – в местах непосредственного обслуживания механизмов и оборудования, 1200 мм – в местах частого обслуживания и 800 мм – в неответственных местах. Площадки покрывают листами рифленой стали толщиной 4–6 мм. Высоту перила принимают 1000 мм. В нижней части устанавливают ограждения высотой 100 мм из листовой стали. Один марш лестницы делают около 3 м, наклон лестницы к горизонту не более 50°.

Все несущие колонны, стойки и горизонтальные балки каркаса располагают вне газохода во избежание прогрева и прогиба.

Для уменьшения расхода стали на каркасы однокорпусных котлов большой паропроизводительности целесообразно средние колонны задней стены топочной камеры и передние колонны каркаса конвективной шахты пропускать через соединительные газоходы. Для защиты от высокой температуры газов эти колонны можно устанавливать в колодцы из кирпича, а по наружному периметру колодцев размещать экранные поверхности нагрева, включенные в циркуляционный контур котла. Опорные балки поверхностей нагрева в конвективной шахте выполняют коробчатыми и при необходимости охлаждают их принудительным током воздуха.

Каркасы изготавливают из углеродистой стали обыкновенного качества.

С целью снижения расхода металла на каркасы котлов применяют сборочный и армированный железобетон.

Конструкция и размер несущих элементов котла выбирают и окончательно разрабатывают на основе прочностных расчетов.

Для расчета каркаса по техническому проекту котлоагрегата определяют полную нагрузку. Последняя складывается из веса поверхностей нагрева, обмуровки, обшивки, веса барабана, камер, трубопроводов, арматуры, гарнитуры, газо- и воздухопроводов, пылепроводов, горелок, из веса обслуживающих площадок, лестниц и собственного веса каркаса котла. Учитывают также эксплуатационные и монтажные нагрузки на площадки каркаса.

В последнее время получают распространение газоплотные ограждающие стенки. Основные преимущества газоплотных парогенераторов: отсут-

вие присосов; уменьшение расхода при замене дымососа дутьевым вентилятором; возможность реализации оптимального режима горения с предельно малыми избытками воздуха и сохранения этого режима в течение всего периода эксплуатации; замена тяжелой обмуровки легкой тепловой изоляцией, облегчение каркаса и фундамента, облегчение очистки топки от шлака и сажи обмывкой экранов водой без опасения повреждения обмуровки.

17.2. Конструкция обмуровки

Обмуровкой называются ограждения, отделяющие топочную камеру и газоходы от окружающей среды. Назначение обмуровки – уменьшить потерю тепла газов и препятствовать присосу воздуха в газоходы котла.

По условиям эксплуатации температура наружной поверхности не должна превышать 50 °С. Лишь в некоторых местах допускается повышенная температура до 70 °С.

Различают три основных типа конструкции обмуровки паровых котлов:
тяжелая;
облегченная;
натрубная.

В пределах каждого типа имеется большое количество конструктивных решений.

Тяжелую обмуровку применяют в незранированных или слабо экранированных котлах малой мощности. В районе топки температура в обмуровке котла должна снизиться с 1200–1300 °С до 50–70 °С, поэтому обмуровка должна быть толстой. Для нее применяют огнеупорный шамотный кирпич (им выкладывают внутреннюю поверхность толщиной в 1 кирпич) и красный кирпич (наружная часть в 2–3 кирпича). И тот, и другой кирпич сравнительно хорошо проводит тепло, поэтому толщина обмуровки достигает 750–1000 мм. В кладке кирпичи перевязаны. Для обеспечения свободы термических расширений по углам на всю высоту обмуровки оставляют вертикальные температурные швы, которые уплотняют асбестом.

Обмуровку тяжелого типа выполняют обычно независимо от каркаса трубной системы котла. В этом случае она свободно опирается на фундамент котла. Иногда обмуровку по высоте разбивают на пояса. Нижний пояс опирают на фундамент, а верхние посредством горизонтальных балок – на каркас котла.

Тяжелая обмуровка проста по устройству, но имеет вес 1000–1200 кг на м².

В современных конструкциях котлов топочная камера сильно экранирована, поэтому температура стенки обмуровки, обращенной в топку, составляет 500–600 °С. Это позволяет упростить обмуровку. Создана так называемая облегченная обмуровка (рис. 17.4).

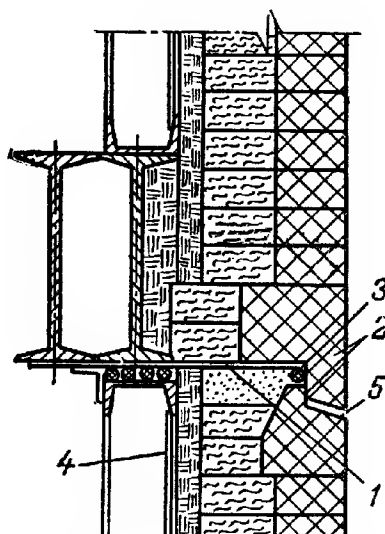


Рис. 17.4. Опора обмуровки на стальной кронштейн:

1 – стальной кронштейн; 2 – фасонные шамотные кирпичи; 3 – асбестовый шнур диаметром 25 мм; 4 – обшивка; 5 – температурный шов 12 мм

Облегченную обмуровку разбивают по высоте на ряд поясов высотой 1000-1500 мм. Каждый пояс опирается на каркас через промежуточные кронштейны и балки. Таким образом, вся обмуровка держится на каркасе котла. Общая толщина обмуровки – один кирпич (250 мм).

Внутри топки к трубам – красный кирпич ($\frac{1}{2}$ кирпича), снаружи – диатомовый кирпич ($\frac{1}{2}$ кирпича), который является хорошим изолятором. Плотность обмуровки достигают применением обшивки всей наружной поверхности котла железным листом толщиной 2–3 мм. Между обшивкой и диатомовым кирпичом имеется воздушный зазор 5–10 мм. Иногда облегченная обмуровка выполняется в виде плит (теплоизолирующих) толщиной 100–150 мм.

Вместо диатомового кирпича могут быть применены: совелит, вермикулит, шлаковая вата и др. Вес 1 м^2 кладки облегченной обмуровки доходит до 400 кг.

Дальнейшее развитие конструкции привело к созданию натрубной обмуровки (рис. 17.5). Натрубная обмуровка состоит из нескольких слоев теплоизолирующей массы. К трубам на определенном расстоянии друг от друга приваривают прутки из углеродистой стали диаметром 10–12 мм, к которым крепят волнистую проволоку и сетки. Вначале хромитовой массой заполняют промежутки между трубами. Это образует первый слой толщиной 40 мм. Волнистая проволока оказывается внутри слоя. Затем натягивают сетку из проволоки (3 мм с величиной ячейки 20 мм) и наносят второй слой теплоизоляции толщиной 50 мм. Этот слой выполняют из легковесного бетона. Далее укладывают совелитовые плиты и укрепляют сетку. Толщина третьего слоя 50 мм. Снаружи на сетку наносят газонепроницаемую эластичную обмазку. Обмазка состоит из асбеста, глины, гудрона и минерального масла.

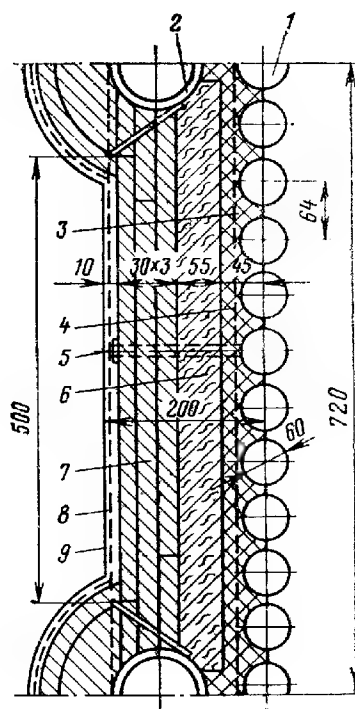


Рис. 17.5. Натрубная обмуровка стен топочной камеры парогенератора с естественной циркуляцией:

1 – экранные трубы; 2 – опускные трубы; 3 и 8 – металлическая сетка; 4 – торкрет-масса; 5 – штырь; 6 – высокотемпературная изоляционная масса; 7 – асбоцементные плиты; 8 – ; 9 – уплотнительная штукатурка

При наличии шипов на экранах можно обойтись без волнистой проволоки. Описана одна из конструкций натрубной обмуровки. Известно много различных модификаций.

Натрубная обмуровка не связана с каркасом. Для создания жесткости по высоте топки трубы охватывают в нескольких местах поясами из проката.

При натрубной обмуровке удастся уменьшить толщину стенки до 130-180 мм и вес довести до 120–200 кг/м².

Стоимость обмуровки натрубной по сравнению с облегченной в 2–2,5 раза меньше. Кроме того, отсутствует обшивка котла.

Теплоизоляционные материалы должны обладать низкой теплопроводностью, малым весом, достаточной механической прочностью, а также должны быть дешевыми.

Чем больше пористость материала, тем он легче, тем выше его теплоизоляционные свойства, но тем он менее прочен.

Применяют следующие теплоизоляционные материалы.

Асбест – вводят в состав теплоизоляционного материала с целью увеличения прочности и снижения теплопроводности. При повышении температуры асбест теряет связанную влагу, ввиду чего снижается его прочность. При $t = 600^{\circ}$ влага полностью теряется и асбест превращается в порошок. Из асбеста изго-

тавливают шнур, картон и ткань, асбестоцементные плиты используют для изоляции при температуре до 450 °С.

Диатомит – осадочная порода (в основном кремнезем). Имеет легкопористую структуру. Используют в виде порошка (засыпки) при температуре до 900–1000 °С, но чаще при более низких, ввиду низких изолирующих свойств.

Асбозурит – приготавливают из смеси доломита и асбеста с небольшой добавкой для связи извести либо цемента и воды. Применяют до температуры 450 °С. Используют в виде мастики либо плит.

Ньювель – приготавливают из смеси магнезита (85 %) с асбестом (15 %), используется в виде мастики до $t = 350$ °С. Магнезит ($MgCO_3$) при обжиге выделяет CO_2 и остается порошок – магнезия.

Совелит – состоит из смеси обожженного доломита ($MgCO_3 \cdot CaCO_3$) с асбестом. Применяют в виде плит до температуры 500 °С, обладает теми же теплоизолирующими свойствами, что и ньювель.

Диатомовый пористый кирпич – изготавливают из диатомита и древесных опилок. При обжиге опилки выгорают и получаются поры.

Пористость некоторых теплоизолирующих материалов достигается набуханием изделия за счет выделения паров при нагревании. Таким путем изготавливают пеностекло – из смеси порошков стекла и угля. Хорошо поддается механической обработке при температуре 30 °С, $\delta = 0,5$ кДж/м · ч·град.

Зонолит – пористый материал, получают при нагревании вермикулита (сорт слюды). При этом объем слюды увеличивается в 20 раз. Используют непосредственно до температуры 1000 °С.

Из обожженного вермикулита в смеси с асбестом и связанными веществами делают плиты, применяемые до температуры 600 °С.

Минеральная вата (стекловата, шлаковата) – применяют до температуры 600 °С в виде матов, войлока, плит и др.

Огнеупорные и термоизоляционные бетоны содержат гидравлически твердеющие вещества (цементы) и заполнители (огнеупорные и изоляционные материалы).

Для обмуровки паровых котлов наиболее подходят шамотобетоны. Применяют цементы: портландцемент (лучше), глиноземистый цемент (хуже) и другие марки не ниже 300. Заполнитель – шамотный порошок и дробленка (тоже шамотная).

Для обмуровки котлов применяют огнеупорные бетоны марок 100–300 (предел прочности при сжатии, кг/см²). Допустимая температура огнеупорных бетонов зависит от состава и равна 1100–1300 °С.

Торкретные массы – применяют для выполнения отдельных узлов обмуровки. Укладывают его вручную либо торкрет-пушкой. Наносят его на арматурную сетку либо на ошпированные трубы. Связующим в массе может служить цемент, глина и жидкое стекло. Заполнители – шамот или диатомит. Имеются разные рецепты приготовления (разные пропорции). Температура

применения в зависимости от состава максимально 900–1200 °С.

18. ЕСТЕСТВЕННАЯ ЦИРКУЛЯЦИЯ В ПАРОВЫХ КОТЛАХ

18.1. Задачи естественной циркуляции

Надежная циркуляция воды в паровом котле должна в течение его непрерывной эксплуатации поддерживать температуру стенок трубы в допустимых пределах.

Для того чтобы эта задача выполнялась хорошо, т. е., чтобы паровой котел работал неограниченно долго, необходимо непрерывно и в достаточном количестве отводить тепло от его поверхности нагрева.

Если на каком-нибудь участке поверхности нагрева отвод тепла ухудшается, то паровой котел будет ненадежен в эксплуатации, так как температура стенки повысится, а прочность металла понизится.

Перегрев стенки кипяtilьной или экранной трубы, вследствие понижения ее механической прочности, неизбежно приведет к появлению одулины, свища или разрыву трубы, т. е. к аварии. Эти повреждения наступают либо быстро, либо медленно, но так или иначе, они наступают.

Процесс естественной циркуляции воды в паровом котле не влияет на его экономичность, но в сильной степени определяет работоспособность котла.

На надежность циркуляции в сильной степени влияет режим работы котла. Зачастую отклонения от нормального режима создают ненадежную циркуляцию. При повышенных нагрузках циркуляция наиболее интенсивна, т. е. надежна. При пониженных нагрузках котла циркуляция ухудшается. Наиболее ненадежна циркуляция при растопке котла.

Циркуляция может нарушиться при резком и длительном понижении давления пара в котле. Так, например, если в котле низкого давления давление падает со скоростью 0,01–0,02 бар/с, то циркуляция нарушается. В котлах среднего давления (до 40–45 бар) нарушение циркуляции наступает при скорости падения давления 0,15 бар/с.

Допустимая скорость повышения давления в котлах высокого давления при нагрузках выше средних – не более 0,5 бар/мин, а при меньших нагрузках – не более 0,25 бар/мин.

Рекомендуемая скорость падения давления в котлах высокого давления – не более 2,5–3 бар/мин.

Для обеспечения надежного охлаждения стенок кипяtilьных и экранных труб необходимо обеспечить непрерывное покрытие их водяной пленкой и отсутствие отложения солей на внутренней поверхности труб. Выполнение этих требований возможно при условии нормального подвода воды ко всем подъемным элементам циркуляционного контура, чем одновременно будет обеспечиваться и надежная циркуляция.

Известны следующие случаи нарушения циркуляции:

- 1) застой циркуляции (образование паровых пробок);
- 2) опрокидывание циркуляции;
- 3) расслоение пароводяной смеси;
- 4) кавитация и кипение в опускных трубах.

Под кавитацией в данном случае понимается явление парообразования в опускных трубах вследствие падения давления во входном сечении трубы.

Застой и опрокидывание циркуляции появляются при неравномерном обогреве газами труб котла. Если подъемный пучок труб котла имеет неравномерный обогрев, то это приводит к неравномерным тепловым нагрузкам и различным значениям движущихся напоров в отдельных трубах.

При опрокидывании циркуляции происходит изменение направления движения воды в подъемных трубах. Примером может служить многорядная секция водотрубного котла. Отвод в барабан из секции пароводяной смеси заторможен, так как осуществляется по одной трубке. Нижние трубы имеют большую тепловую нагрузку, чем верхние. При застое и опрокидывании циркуляции в верхних трубках будут образовываться пузыри пара, движение которых направлено вверх, в то время как жидкость стремится вниз. Скорость движения паровых пузырей относительно стенки трубы может оказаться равной нулю, что приведет к перегреву стенки трубы и к аварии (при температуре металла ≥ 600 °С). При температуре менее 600 °С это приведет к быстрой коррозии металла с внутренней стороны стенки трубы.

Во избежание опрокидывания циркуляции в верхних слабообогреваемых трубах многотрубных секций (рассмотренный случай) рекомендуется следующее:

уменьшить неравномерность обогрева пучка путем улучшения омывания газами;

уменьшить число рядов труб в секции, что создаст равномерный обогрев;

увеличить сечение подводящих и отводящих паровых труб котла; поднять барабан.

Расслоение пароводяной смеси может происходить в горизонтальных либо слабо наклонных трубах.

При расслоении пароводяной смеси пузыри пара скапливаются у верхней части стенок труб. Это приводит к ухудшению охлаждения верхней части трубы со всеми вытекающими последствиями.

Это явление, впервые замеченное в прямоточных котлах, было подробно изучено чл.-корр. АН СССР, проф. Стыриковичем. Исследование показало, что в трубах с углом наклона больше 15° расслоения не наблюдается и что вероятность расслоения увеличивается с увеличением диаметра труб. Наиболее вероятно расслоение и в смеси при угле наклона меньше 7°.

При вертикальном или круто наклонном расположении труб и большом процентном содержании пара последний может собираться в большие пузыри, которые движутся по центру трубы. Слияние пузырей может привести к так

называемому керновому движению пара. При этом стенки трубы омываются все утончающейся пленкой воды. Охлаждение трубы будет обеспечено даже при наличии очень тонкой пленки воды.

Кавитация и кипение в опускных трубах недопустимо, так как оба эти явления уменьшают движущий напор циркуляции.

Таким образом, для безаварийной работы котла на всех его режимах необходимо обеспечить отсутствие рассмотренных четырех явлений и, следовательно, осуществить непрерывное движение воды и пароводяной смеси в трубах, что является основой безаварийной работы.

18.2. Основные термины, определения и обозначения

Циркуляция в контуре возникает за счет разности удельных весов воды (в опускных трубах) и пароводяной смеси (в подъемных трубах). Опускные трубы обычно выносятся за пределы газохода.

Тепловосприимчивость циркуляционного контура называется полное количество тепла, им воспринимаемое.

Тепловая нагрузка – количество тепла, воспринимаемого единицей поверхности нагрева циркуляционного контура.

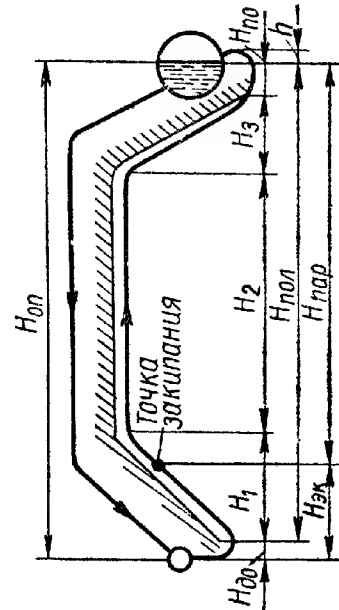


Рис. 18.1. Схема циркуляции фронтального экрана:

$H_{\text{эк}}$ – экономайзерный участок; $H_{\text{пар}}$ – паросодержащая часть трубы; $H_{\text{пол}}$ – полезная высота подъемной трубы; $H_{\text{до}}$ – высота начального необогреваемого участка подъемной трубы; $H_{\text{по}}$ – высота конечного необогреваемого участка подъемной трубы; $H_{\text{оп}}$ – высота опускных труб; H_1 – высота первого обогреваемого участка подъемной трубы; H_2 – высота второго (вертикального) участка подъемной трубы; H_3 – высота третьего участка подъемной трубы; h – расстояние от высшей точки трубы до уровня воды в барабане

В простейшем контуре (рис. 18.1) циркуляция или движение воды наступает под действием разности весов столба воды в опускных необогреваемых трубах и пароводяной смеси в подъемных обогреваемых трубах. Эта разность весов называется движущим напором циркуляции.

$$P_{\text{дв}} = H_{\text{пар}} g(\rho' - \rho_{\text{н}}),$$

где $P_{\text{дв}}$ – движущий напор, Па;

ρ' – плотность воды при давлении пара в котле, кг/м^3 ;

$H_{\text{пар}}$ – высота паросодержащей части трубы, м;

ρ_n – плотность пароводяной смеси, кг/м³.

При установившемся режиме работы котла движущий напор идет на преодоление суммы внутренних сопротивлений в опускных и подъемных трубах:

$$P_{\text{дв}} = \sum \Delta P_{\text{оп}} + \sum \Delta P_{\text{под}}.$$

Избыточная часть движущего напора после преодоления внутренних сопротивлений в подъемной трубе называется *полезным напором* циркуляции:

$$P_{\text{полез}} = P_{\text{дв}} - \sum \Delta P_{\text{п}},$$

отсюда

$$P_{\text{полез}} = \sum \Delta P_{\text{оп}}.$$

То есть полезный напор циркуляции равен сумме сопротивлений в опускной трубе.

Движущие и полезные напоры, отнесенные к единице высоты трубы, называются удельными движущими и полезными напорами.

Под влиянием движущих напоров в котельных трубах развиваются определенные скорости движения воды.

Общее количество воды, которое проходит через сечение каждого контура, во много раз превышает количество поступающей в котел питательной воды, а следовательно, и паропроизводительность котла.

Отношение количества воды, проходящей через циркуляционный контур ($G_{\text{ц}}$), к его паропроизводительности (D) называется кратностью циркуляции:

$$K_{\text{ц}} = \frac{G_{\text{ц}}}{D}.$$

Кратность циркуляции – это число обменов, необходимых для полного испарения воды, движущейся в контуре при заданных P и t .

Примерные значения кратности циркуляции ($K_{\text{ц}}$):

для котлов низкого давления	$K_{\text{ц}} = 150\text{--}200$;
для котлов среднего давления	$K_{\text{ц}} = 30\text{--}70$;
для котлов высокого давления	$K_{\text{ц}} = 8\text{--}10$.

Так как кратность циркуляции воды в паровом котле высока, то питательная вода, поступающая в барабан, лишь незначительно охлаждает воду, находящуюся в нем. Однако, несмотря на это, температура котловой воды в барабане всегда меньше температуры насыщения при давлении в барабане котла, т. е. вода получается недогретой до кипения.

Количество тепла, которое необходимо подвести к 1 кг воды для того, чтобы довести ее до состояния насыщения, называется недогревом до кипения. Недогрев до кипения зависит от давления в рассматриваемой точке контура. При вступлении воды в обогреваемую трубу кипение начинается в ней не сразу, а на некотором расстоянии от входа. Та часть подъемной котельной трубы, в которой отсутствует кипение, называется экономайзерной частью трубы $H_{\text{эк}}$ (рис. 18.1).

Точка, в которой начинается кипение в подъемных трубах, называется точкой закипания.

Экономайзерный участок состоит из двух частей: необогреваемой и обогреваемой (рис. 18.1):

$$H_{\text{жк}} = H_{\text{до}} + H_{\text{об}}.$$

Часть котельной трубы, в которой движется пароводяная смесь, называется паросодержащей частью ($H_{\text{пар}}$). Она также может состоять из двух частей: обогреваемой и необогреваемой.

Участок h паровыводящей трубы, расположенный выше уровня воды в барабане котла, хотя и содержит пароводяную смесь, но в расчет движущего напора циркуляции не вводится, так как не участвует в создании циркуляции.

Иначе говоря, из труб, входящих в паровое пространство барабана, полезной высотой является высота паросодержащей части трубы до уровня воды в барабане котла.

Скорость, с которой вода поступает в подъемные котельные трубы, называется скоростью циркуляции W_o , м/с.

$$W_o = \frac{G_{\text{ц}}}{f_{\text{ц}} \rho' 3600},$$

где $f_{\text{ц}}$ – сечение подъемных труб, м²;

ρ' – плотность воды, кг/м³ (при температуре и давлении в котле, т. е. $\rho' = f(p; t)$).

При полной нагрузке котла $W_o < 0,3$ м/с. При нагрузках (по топливу) меньше 50 % $W_o < 0,2$ м/с.

Плотность пароводяной смеси ρ_n , кг/м³, определяется давлением, паросодержанием смеси и относительной скоростью пара:

$$\rho_n = \varphi(P; X; W),$$

где X – паросодержание в смеси, %;

W – относительная скорость пара, м/с.

Относительная скорость пара в пароводяной смеси, движущейся вверх, имеет место вследствие разности удельных весов пара и воды, в результате чего пузырьки пара движутся быстрее воды.

В котлах низкого и среднего давления, при одинаковом паросодержании, относительная скорость пара намного выше, чем в котлах высокого давления, вследствие большей разности удельных весов пара и воды у первых, чем у вторых.

Для котлов низкого и среднего давления удельный вес пара в 40-180 раз меньше удельного веса воды, а для котлов высокого давления только лишь в 5-13 раз меньше.

Высокая относительная скорость пара в котлах низкого и среднего давления уменьшает долю сечения трубы, занятую паром. Это приводит к увеличению плотности пароводяной смеси ρ_n и уменьшению полезного напора циркуляционного контура.

С повышением давления величина относительной скорости пара уменьшается и, следовательно, влияние ее на величину полезного напора весьма незначительно.

Если тепловосприятие контура возрастает, то увеличивается паросодержание смеси и уменьшается ее удельный вес, а движущий напор циркуляции возрастает. Полезный напор при этом будет также увеличиваться, но только до некоторого предела, после которого он будет снижаться. Последнее обстоятельство объясняется тем, что с увеличением движущего напора циркуляции (при возрастании тепловой нагрузки трубы) повышается скорость циркуляции и, следовательно, в трубу будет поступать большее количество воды. Это значит, что в системе с естественной циркуляцией имеет место авторегулирование питания, т. е. поступление воды в трубу пропорционально ее тепловой нагрузке. Однако с увеличением скорости циркуляции будет возрастать гидравлическое сопротивление подъемного контура $\Sigma \Delta P_{\text{п}}$. Поэтому начиная с некоторой скорости циркуляции полезный напор начнет уменьшаться.

Основными параметрами, определяющими условия циркуляции в трубе, являются так называемые приведенные скорости пара и воды.

Приведенной скоростью пара или воды в котельной трубе называется скорость, которую имел бы пар или вода, если бы они двигались в том же количестве (в котором находятся в смеси) по всему сечению трубы. Приведенные скорости пара и воды соответственно обозначаются через W_o'' и W_o^B .

При расчете циркуляции большое значение имеет циркуляционная характеристика трубы.

Циркуляционной характеристикой трубы называется зависимость развиваемого ею полезного напора от расхода воды при постоянном обогреве.

Котельные агрегаты в общем случае имеют несколько циркуляционных контуров с большим количеством параллельно включенных труб.

Циркуляционным контуром называется замкнутая кольцевая система, состоящая из ряда последовательно расположенных труб, по которым движется вода и пароводяная смесь.

Звеном контура называется каждая последовательно расположенная трубная часть его.

Участком называется отдельная часть звена, которая имеет неодинаковую конфигурацию или тепловую нагрузку по сравнению со всей длиной звена.

Циркуляционные контуры могут быть простыми (или независимыми) и сложными (или зависимыми).

В простом или независимом контуре все звенья его составляют только один контур.

В сложном или зависимом контуре отдельные звенья его являются общими для нескольких контуров.

18.3. Влияние коллекторов на распределение воды и пара по трубам

Коллекторы различают входные или распределительные, выходные или собирающие, промежуточные или смесительные. Влияние входных и выходных коллекторов на работу поверхностей нагрева различно. Большое значение эти коллекторы имеют для пароперегревателя. В некоторых конструкциях применялся сосредоточенный торцевой подвод и отвод пара.

В схеме Z (рис. 18.2, а) при распределении по змеевикам осевая скорость пара во входном коллекторе $W_{\text{вх}}$ снижается, в соответствии с чем падает скоростной напор $\left(\frac{W_{\text{вх}}^2 \rho}{2} \right)$, переходя в статическое давление ($\Delta P_{\text{ст}}^{\text{вх}}$), а к выходу собирающего коллектора, наоборот, статическое давление ($\Delta P_{\text{ст}}^{\text{вх}}$) снижается.

Например, крайние левые змеевики работают с перепадом давлений $\Delta P_{\text{зм}} + \Delta P_{\text{ст}}^{\text{вх}} + \Delta P_{\text{ст}}^{\text{вых}}$, то есть большим, чем крайние правые, имеющие перепад $\Delta P_{\text{зм}}$.

При сосредоточенном торцевом подводе по схеме (рис. 18.2, б) нетождественность определяется разностью статических напоров во входном и выходном коллекторах:

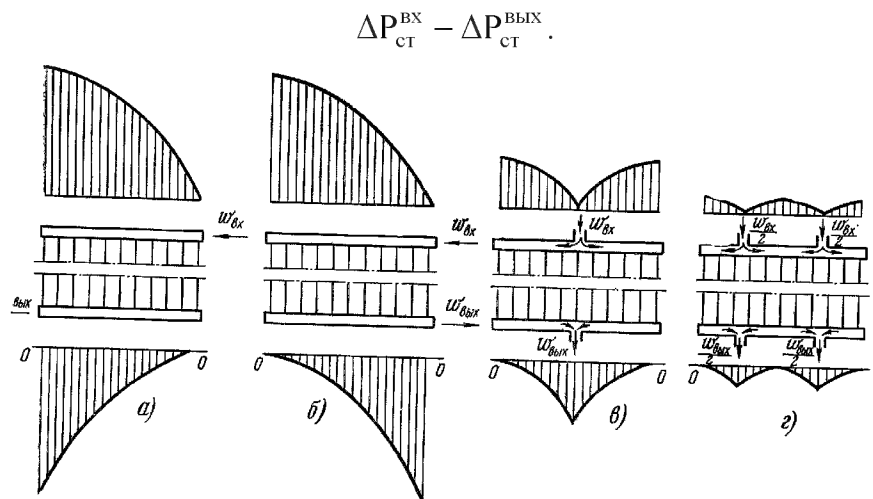


Рис. 18.2. Влияние способа подвода и отвода однофазного потока на распределение давления по длине коллекторов

Уменьшить влияние коллектора можно увеличением $\Delta P_{\text{зм}}$ либо уменьшением $\Delta P_{\text{ст}}$ в коллекторах. Однако ни то, ни другое нецелесообразно, так как первое требует повышения рабочего давления и увеличения собственного расхода, а второе – увеличения размеров коллекторов.

Уменьшить влияние скоростного напора можно подводом и отводом по середине коллектора (рис. 18.2, в). При этом осевая скорость уменьшается в два раза, а скоростной напор в четыре раза. Лучшие результаты достигаются рас-

средоточением подвода и отвода пара. Уже при двух подводящих и отводящих трубах осевая скорость и скоростной напор снижаются соответственно в 4 и 16 раз (рис. 18.2, *з*).

19. МЕТОДЫ ПОЛУЧЕНИЯ ЧИСТОГО ПАРА

19.1. Качество пара и его значение

К качеству пара, выдаваемого котельным агрегатом, предъявляются высокие требования. Качество пара определяется поддержанием определенных параметров (давления и температуры), солесодержанием и влажностью. Последнее относится к насыщенному пару, обычно в установках малой производительности.

Параметры перегретого пара должны поддерживаться с минимальными отклонениями. Допустимая величина отклонения строго регламентируется провалами технической эксплуатации (ПТЭ). Так, например, отклонение температуры допускается ± 5 °С. Повышение температуры или давления пара выше допустимых отрицательно сказывается как на работе металла труб пароперегревателя (перегрев стенки, разрушение трубки), так и на работе первых ступеней турбины (может вызвать недопустимые механические напряжения и скорости ползучести металла), а также и паропроводов высокого давления. Снижение давления и температуры пара влечет за собой уменьшение экономичности работы турбины и повышение влажности пара в конце ее, что сказывается на усилении эрозии в последних ступенях. Поддержание постоянных P и t° пара достигается регулированием подачи топлива и питательной воды, а также с помощью регуляторов перегрева пара.

Особенно высокие требования предъявляются к чистоте пара. Примеси, содержащиеся в паре, образуют отложения в трубках пароперегревателя, в арматуре трубопроводов, регулирующих клапанах турбин и даже в проточной части турбин, отрицательно сказываясь на работе.

Отложение солей в трубках пароперегревателя приводит к чрезмерному повышению температуры стенок, приводящему к появлению одулин и сквозных свищей.

Отложение солей в арматуре нарушает ее плотность.

Отложения солей в проточной части турбин приводят к снижению экономичности турбины (ввиду роста гидравлических потерь), возрастанию перепада между ступенями (что повышает напряжения в лопатках и давление на упорный подшипник), снижается мощность турбины.

Для удаления из турбины легко растворимых в воде отложений приходится применять промывку ее влажным паром.

Повышение параметров пара связано с выносом из котла солей кремниевой кислоты, которые почти не удаляются простой промывкой, а требуют применения щелочной промывки, а иногда вскрытия и механической очистки. Требования к качеству пара с ростом параметров повышаются.

19.2. Влияние объема парового пространства и качества котловой воды на качество пара

Примеси попадают в пар двумя путями:

с унесенной паром влагой;

растворением в паре различных веществ.

Механический унос влаги с паром приводит к загрязнению пара веществами, содержащимися в котловой воде.

Размер и количество образующихся капель котловой воды зависит главным образом от скорости движения пара. При барботаже пара через воду, повышение скорости движения паровых пузырьков через зеркало испарения приводит к увеличению количества образующихся капель влаги и к возрастанию количества крупных капель. Увеличение скорости подвода пароводяной смеси в паровое пространство также повышает количество капель в паре. Часть капель оседает, а часть уносится с паром.

Влажность пара выражается обычно отношением веса влаги, содержащейся в паре, к суммарному весу влажного пара.

Средняя скорость пара на выходе в паровое пространство ($\text{м}^3/\text{м}^2 \cdot \text{ч}$) равна численному значению нагрузки зеркала испарения, которая выражается в виде отношения часового объемного расхода пара к площади зеркала испарения;

$$R_s = \frac{D v}{F},$$

где D – расход пара, кг/ч;

v – удельный объем насыщенного пара, $\text{м}^3/\text{кг}$;

F – площадь зеркала испарения, м^2

Нагрузка зеркала испарения ($\text{т}/\text{м}^2 \cdot \text{ч}$) может быть выражена и в весовых единицах

$$R'_s = \frac{D v}{F \cdot 10^3}.$$

Работа барабана котла может характеризоваться также и напряжением парового объема, т. е. отношением часового расхода пара к объему парового пространства ($\text{м}^3/\text{м}^3 \cdot \text{ч}$):

$$R_v = \frac{D v}{V},$$

или,

$$R'_v = \frac{D v}{V \cdot 10^3},$$

где V – объем парового пространства, м^3 .

Влажность пара (%) зависит от нагрузки зеркала испарения (либо нагрузки парового пространства). Аналитически эта зависимость может быть приближенно представлена в виде степенной функции

$$W = A D^n,$$

где W – влажность пара;

D – паропроизводительность котла.

Коэффициент A и показатель степени n зависят от конструкции сепарационных устройств, давления и солесодержания котловой воды (n изменяется также с влажностью пара).

При влажности пара до 0,03 %
 $n = 1-3$, при влажности 0,03–0,2 %
 $n = 2,5-4$; при влажности $n > 0,2$ %
 $n = 8-10$.

На рис. 19.1 приведена зависимость влажности пара от напряжения парового объема при прочих постоянных условиях (площади зеркала испарения, высоте парового пространства, давлении и солесодержании котловой воды). Нагрузка, при которой влажность пара увеличивается выше 0,03 %, называется критической. Рекомендуется работа в докритической области при $W = 0-0,03$ %.

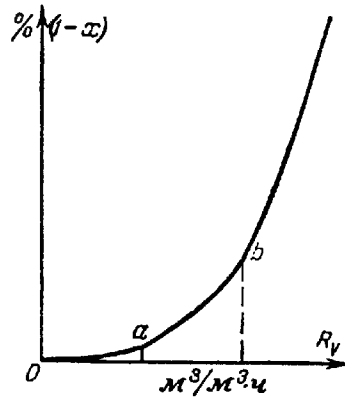


Рис. 19.1. Зависимость влажности пара от напряжения парового объема

Величина критической нагрузки зависит от следующих факторов:

- 1) солесодержания котловой воды;
- 2) давления пара в котле;
- 3) высоты парового объема;
- 4) конструкции котла;
- 5) конструкции сепарирующих устройств.

Величина D – критическая, устанавливается при проведении технологических испытаний котла. С ростом давления разность удельных весов пара и воды уменьшается и транспортирующая способность пара возрастает. Кроме того, при высоких давлениях уменьшается поверхностное натяжение и вода легче дробится на мелкие капли. Поэтому с ростом давления та же влажность достигается при меньших скоростях пара.

Снизить солесодержание пара в действующем котле можно путем снижения солесодержания котловой воды, поскольку эти величины взаимосвязаны.

Отношение содержания вещества в паре к содержанию его в котловой воде, выраженное в процентах, называется коэффициентом выноса.

$$K_{\text{NaCl}} = \frac{S_{\text{п}}^{\text{NaCl}}}{S_{\text{кв}}^{\text{NaCl}}} \cdot 100 \% \text{ и т. д.,}$$

где $S_{\text{п}}^{\text{NaCl}}$ – содержание соли NaCl в паре, мг/кг;

$S_{\text{кв}}^{\text{NaCl}}$ – содержание той же соли в котловой воде, мг/кг.

При среднем давлении пара растворимость солей в паре невелика. Поэтому при низких и средних давлениях содержание веществ в паре определяется только уносом капелек влаги. В этом случае коэффициент выноса веществ может быть принят равным влажности пара $K = W$.

При переходе к высоким давлениям начинает сказываться способность пара растворять отдельные примеси. Поэтому приведенное равенство в котлах высокого давления не будет иметь места.

Коэффициент выноса того или иного вещества с паром (K) в общем случае выразится формулой $K = Wa \%$, где W – влажность пара, характеризующая содержание в паре за счет механического уноса капель котловой воды; a – коэффициент распределения данного вещества между насыщенным паром и котловой водой. Он определяется отношением содержания растворенного в паре вещества (S_p) к содержанию этого вещества в котловой воде:

$$a = \frac{S_p}{S_{кв}} \cdot 100 \%$$

При низких и средних давлениях $a \cong 0$ уже при $P = 70\text{--}100$ бар может растворяться больше кремнекислоты и хлористого натрия, чем допустимая их концентрация в паре, что заставляет снижать их допустимую концентрацию в питательной воде.

Исходя из критической влажности пара (a следовательно, критического солесодержания пара при определенном солесодержании котловой воды) устанавливают допустимую нагрузку зеркала испарения и допустимую нагрузку парового пространства.

Допустимой нагрузкой парового объема называется такая нагрузка, при которой общее солесодержание пара не превышает допустимой величины. Аналогично определяется и допустимая нагрузка зеркала испарения.

Величина допустимой нагрузки зеркала испарения зависит от давления, высоты парового пространства и солесодержания котловой воды. Допустимая объемная нагрузка зеркала испарения с повышением давления неуклонно снижается. Допустимая весовая нагрузка зеркала испарения имеет наибольшую величину при давлениях 130–150 бар.

При увеличении солесодержания и особенно щелочности котловой воды выше определенного предела средняя скорость подъема паровых пузырьков падает. При этом происходит так называемое “набухание” водяного объема с уменьшением парового пространства. Кроме того, происходит увеличение выноса мелких брызг. И за счет первого и за счет второго явления происходит увеличение коэффициента выноса солей.

На рис. 19.2 представлена зависимость солесодержания пара от солесодержания котловой воды.

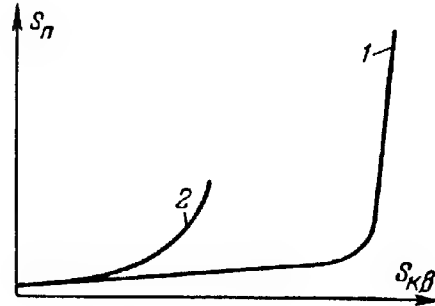
Критическое солесодержание может быть установлено только теплотехническими испытаниями котельной установки. Оно зависит от следующих факторов:

- 1) состава примесей в котловой воде;

- 2) давления и нагрузки котла;
- 3) высоты парового объема;
- 4) конструкции котла и сепарирующих устройств.

Рис. 19.2. Зависимость солесодержания пара от солесодержания котловой воды:

- 1 – при среднем давлении;
- 2 – при высоком давлении



Следовательно, при низких и средних давлениях, когда растворимость твердых веществ в паре несоизмеримо меньше выноса их с каплями влаги, решающее значение для уменьшения загрязнения пара играет сепарация влаги от пара.

При высоких давлениях содержание в паре всех нелетучих примесей, за исключением кремниевой кислоты, определяется уносом капелек котловой воды, а содержание кремниевой кислоты в паре обуславливается в основном ее растворимостью в паре. Так, например, при 110 бар коэффициент выноса кремнекислоты равен 1,0 %, в то время, как коэффициент выноса других нелетучих примесей составляет 0,01–0,03 %.

При сверхвысоких давлениях повышенные коэффициенты выноса наблюдаются также и для NaCl и ее гидроокиси.

Отсюда следует сделать вывод, что при высоких и особенно при сверхвысоких параметрах мероприятия, уменьшающие содержание растворенных веществ в паре, имеют большее значение, чем меры, примененные для уменьшения механического уноса капелек влаги.

Снижение уноса капелек влаги насыщенным паром достигается путем установки специальных сепарационных устройств.

Снижение содержания в паре соединений, переходящих в него за счет растворимости, может быть достигнуто снижением концентрации этих соединений в воде, из которой получается пар.

Содержание примесей в котловой воде может быть уменьшено путем повышения чистоты питательной воды или увеличением процента продувки. Повысить качество пара можно также путем применения ступенчатого испарения и промывки пара. Далее подробно остановимся на всех этих методах.

19.3. Схемы и конструкции сепарирующих устройств

Сепарационные устройства предназначены для наиболее полного отделения влаги от пара. При вводе пароводяной смеси в паровое пространство барабана устанавливают отбойные щитки. При ударе о них кинетическая энергия струи пароводяной смеси падает, скорость пара уменьшается, происходит отделение основной массы воды от пара. Для меньшего брызгообразования щитки устанавливают под углом не менее 45° к оси паропроводной трубы. Скорость пара в проходах между щитками 1–1,5 м/с это предотвращает срыв пленки с щитка и уменьшает количество брызг. По этой же причине пленка не должна быть очень толстой. Поэтому желательно на каждый ряд труб устанавливать свой щиток.

Для этой же цели, что и отбойные щиты, могут использоваться индивидуальные успокоительные козырьки, привариваемые к барабану у каждой подводящей трубы.

Для отделения из потока пара небольшого количества сравнительно мелкодисперсионной влаги применяют направляющие либо встречные жалюзи (рис. 19.3). При ударе струи влажного пара о направляющие жалюзи на последних образуется пленка влаги. Эта пленка падает на встречные жалюзи и по ним стекает в водяной объем. Пар после направляющих жалюзи выходит в паровой объем.

При движении влажного пара в трубах с малыми скоростями (при высоком давлении 2–3 м/сек и при среднем давлении 8–10 м/с) почти вся влага сепарируется и движется по стенкам трубы (в силу пленочной сепарации). Это явление используется в пленочных вставках (рис. 19.4). Для улавливания капель влаги из потока пара могут применяться жалюзные сепараторы. В них поток пара движется между гофрированными жалюзи тонкими струями с малыми скоростями, так что мелкие капельки взвешенной в паре влаги при соприкосновении с поверхностью жалюзи осаждаются на них, сливаются в жидкую пленку, которая постепенно стекает в виде крупных капель на уровень воды.

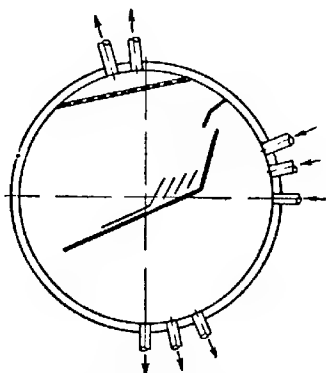


Рис. 19.3. Погруженные встречные жалюзи

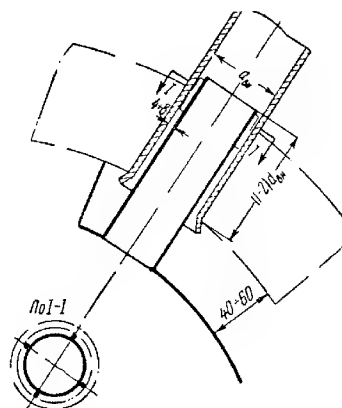


Рис. 19.4. Пленочный сепаратор ВТИ

Наилучший эффект для отделения пара от содержащихся в нем капелек влаги дает естественная сепарация, которая происходит вследствие разности удельных весов воды и пара. Для увеличения эффективности естественной сепарации необходимо обеспечить равномерное заполнение паром парового пространства. С этой целью в паровом объеме перед пароотводящими трубами ставят пароприемный дырчатый щит (рис. 19.5). При подводе пара под уровень воды ставят еще и погруженный дырчатый щит. Установка пароприемного дырчатого щита показана на рисунке. Диаметр отверстий 10–20 мм. Скорость пара при высоком давлении 6–8 м/с, если погруженный щит располагают на расстоянии 50–100 мм ниже наинизшего уровня в барабане. Диаметр отверстий тот же, скорость пара в отверстиях 1,5–2 м/с – для высокого давления и 3,0–3,5 м/с – для среднего давления.

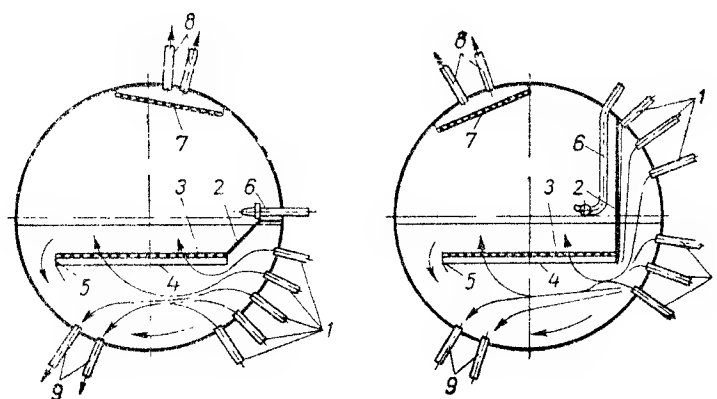


Рис. 19.5. Схема сепарационного устройства при подводе пароводяной смеси под уровень воды в барабане:

- 1 – паробразующие трубы; 2 – глухой щит; 3 – дырчатый погруженный щит;
- 4 – направляющие ребра щита; 5 – закраины щита; 6 – подвод питательной воды;
- 7 – пароприемный дырчатый щит; 8 – паровыводящие трубы; 9 – водопускные трубы

Высокий эффект сепарации пара от влаги достигается в циклонах (рис. 19.6). Циклоны устанавливают как внутри барабана, так и вне его. Наиболее широко распространены внутрибарабанные циклоны. Пароводяная смесь подводится тангенциально через входной патрубок и входные окна. Под влиянием центробежной силы капли воды отбрасываются к стенкам, выделяются на них и стекают вниз. Пар поднимается вверх и, проходя дырчатые листы, попадает в паровое пространство барабана. Иногда вместо дырчатых листов ставят гофрированные жалюзи. Иногда нижняя часть делается не конической, а цилиндрической. Пар движется вверх по циклону с малой скоростью (0,4–0,5 м/с) и освобождается от остальной влаги.

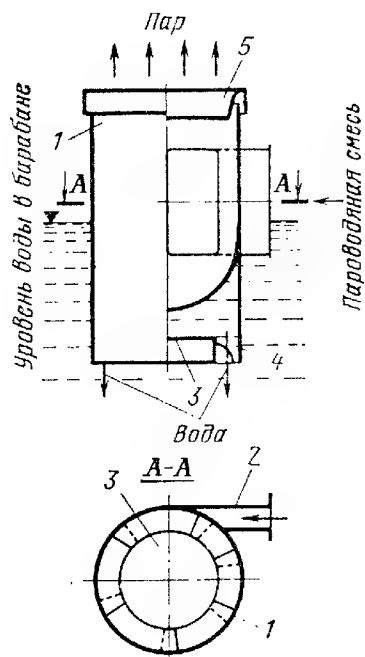


Рис. 19.6. Внутрибарабанный циклон тангенциального типа

1 – цилиндрический корпус; 2 – входной патрубок;
3 – глухое дно; 4 – лопасти; 5 – крышка

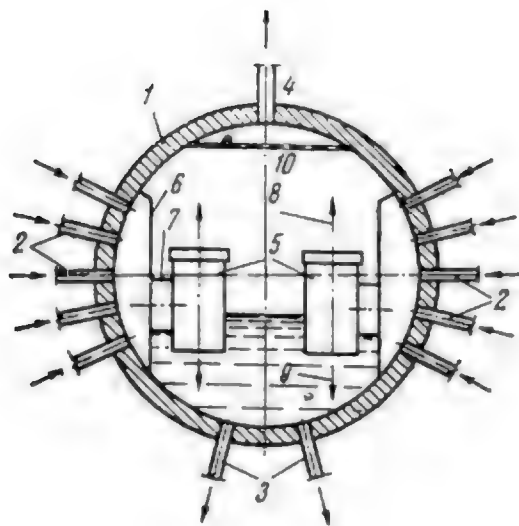
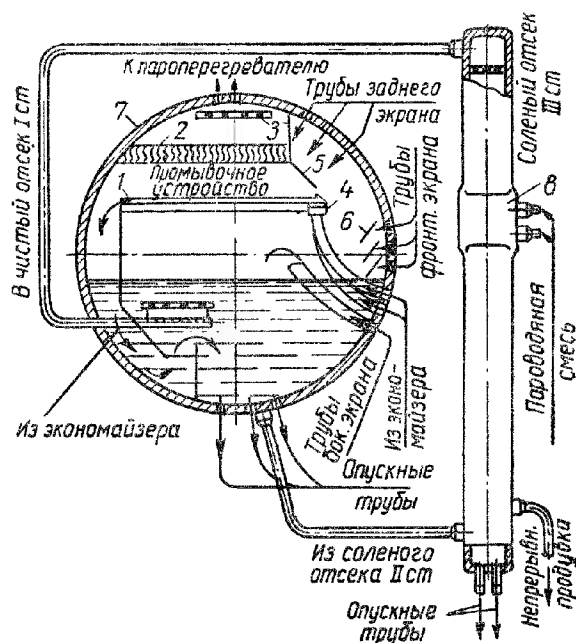


Рис. 19.7. Схема сепарации с внутрибарабанными циклонами тангенциального типа:

1 – барабан; 2 – парогенерирующие трубы; 3 – опускные трубы; 4 – отводящие трубы; 5 – внутрибарабанные циклоны; 6 – глухой щит; 7 – патрубок для тангенциального подвода пароводяной смеси в циклон; 8 – выход пара в паровой объем; 9 – выход отсепарированной воды в водяной объем; 10 – пароприемный потолок

Рис. 19.8. Схема внутрибарабанного устройства котла ПК-19:

- 1 – промывочное устройство;
- 2 – пластинчатый сепаратор;
- 3 – перфорированный щит;
- 4 – питательное корыто; 5 – приемный короб; 6 – отбойный щиток;
- 7 – барабан; 8 – выносные циклоны



В нижней части циклона, во избежание прорыва пара вниз (при образовании воронкообразного уровня) устанавливается глубокое доньшко. Крестовина в нижней части циклона преобразует вращательное движение воды в поступательное.

Внутрибарабанные циклоны выполняют диаметром 300–600 мм (рис. 19.7). Выносные циклоны располагают вне барабана (рис. 19.8). Они дают возможность даже при малом объеме барабана получить хорошую сепарацию. Выполняют выносные циклоны в виде вертикальных коллекторов 300–500 мм и высотой 4–5 м. Они обеспечивают очень хорошую сепарацию.

19.4. Промывка пара

Наибольшее распространение получила барботажная промывка пара (рис. 19.9). Высота слоя воды 40–50 мм. Эффективность промывки воды зависит от содержания примесей в промывочной воде и от коэффициента выноса веществ промытым паром. Промывка – эффективное средство снижения солевого содержания пара.

Недостатки: а) при промывке происходит конденсация значительных количеств пара; б) подогрев воды (поступающей после экономайзера). Значительный подогрев воды (вплоть до кипения) снижает надежность циркуляции. Поэтому в котлах с кипением воды в экономайзере на промывку пара подают всю питательную воду, а в котлах с недогревом до кипения – только часть, чтобы получить и в барабане котла недогрев до кипения.

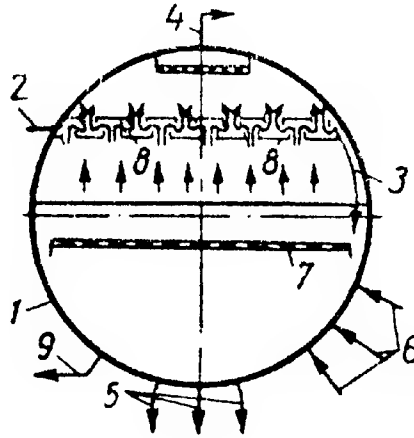


Рис. 19.9. Схема промывки пара при расположении промывочного устройства в паровом объеме сепарационного барабана:

1 – сепарационный барабан; 2 – подача питательной воды в промывочное устройство; 3 – отвод промывочной воды в котел (или чистый отсек); 4 – отвод пара к пароперегревателю; 5 – опускные трубы котла; 6 – пароперегревательные трубы котла; 7 – дырчатый погруженный щит; 8 – промывочное устройство; 9 – продувка котла (или питание второй ступени испарения).

19.5. Ступенчатое испарение ВТИ (системы Рамзина)

Ступенчатое испарение позволяет создать повышенную концентрацию солей в той части, откуда производится продувка. Процент продувки определяется солесодержанием питательной воды, котловой воды и качеством пара. Солевой баланс котла

$$(D + p) S_{\text{пв}} = p S_{\text{пр}} + D S_{\text{п}},$$

где D – расход пара, кг/сек; p – расход продувочной воды, кг/с; $S_{\text{пв}}$ – солесодержание питательной воды; $S_{\text{п}}$ – солесодержание пара.

Мы стремимся уменьшить величину продувки (p). Барабан разбивается на отсеки (рис. 19.10). В чистый отсек подается питательная вода. Благодаря испарению в поверхностях нагрева и отводу пара концентрация соли в барабане котла намного выше, чем в питательной воде. При значительной концентрации соли вода (котловая) из чистого отсека продувается в соленый. В соленый отсек включена часть испарительной поверхности нагрева, в которой происходит дополнительное упаривание воды. Солесодержание воды в соленом отсеке еще более повышается. Продувка осуществляется из соленого отсека, где солесодержание значительно выше. Это дает возможность значительно уменьшить процент продувки. Кроме того, поскольку вода, продуваемая из чистого отсека в соленый, не теряется, можно значительно увеличить продувку из чистого отсека в соленый. Это снижает солесодержание котловой

воды чистого отсека. Поскольку основная масса пара получается в чистом отсеке, суммарное солесодержание пара уменьшается.

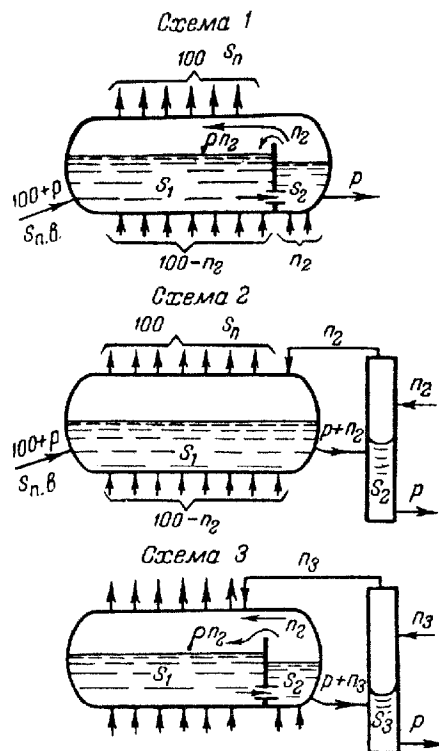


Рис. 19.10. Схемы ступенчатого испарения

Следовательно, применение ступенчатого испарения дает возможность:
 снизить процент продувки (экономия тепла и питательной воды);
 улучшить качество пара.

Ступенчатое испарение может быть выполнено в две и три ступени (и даже более).

Вторую либо третью ступень выполняют с помощью выносных циклонов (рис. 19.10, схема 2, 3).

20. МЕТОДЫ ОЧИСТКИ ПОВЕРХНОСТЕЙ НАГРЕВА ОТ ЗОЛОВЫХ И ШЛАКОВЫХ ОТЛОЖЕНИЙ

В процессе эксплуатации котельных установок поверхности нагрева загрязняются золовыми и сажевыми отложениями. Существует много методов очистки поверхностей нагрева. Это обдувка (паровая, воздушная, водяная (обмывка), виброочистка, дробеочистка. Рассмотрим основные из них.

20.1. Очистка поверхностей нагрева от образующихся золовых отложений методом обдувки

Обдувка является основным и наиболее распространенным средством защиты поверхностей нагрева от шлакования и заноса золой. Ее производят посредством струи, действие которой в связи с этим необходимо всесторонне рассмотреть. Несмотря на то, что обдувка должна носить профилактический характер, в процессе эксплуатации нередко появляется необходимость в удалении сформировавшихся отложений, что имеет место также на современных котлах. Исходя из этих соображений, необходимо обусловить два вида работы струи: золообдувку и расшлаковку. Первая относится к сыпучим, вторая – к прочным отложениям.

Энергия струи должна расщепить отложения на мелкие частицы и привести их в состояние витания, после чего поток топочных газов эвакуирует их за пределы агрегата. Очевидно, что затраты энергии на расщепление плотной массы несоизмеримо велики по сравнению с энергией витания летучих частиц. Поэтому часто струя, успешно выполняя операцию золообдувки, оказывается неспособной произвести струйную расшлаковку.

Все известные в энергетической практике виды обдувки производят с помощью касательного, лобового или поперечного омывания.

Касательное омывание может производят либо вращающимся соплом, как это имеет место в приборе ОПР-5, либо при обдувке диагональных коридоров водяного экономайзера прибором ОПЭ. При касательном омывании струя как бы строгает слой отложений.

Лобовое омывание характеризуется двумя признаками: перпендикулярностью между осью струи и слоем шлакозоловых отложений и совмещением в одной плоскости осей струй и трубы. При лобовом воздействии на трубу струя как бы разрушает шлаковую оболочку вдоль оси трубы по ее образующей и стремится сбросить ее. В чистом виде этот способ не применяют ввиду значительной сложности его осуществления и опасности эррозионного износа обдуваемых труб.

При поперечном омывании, струя воздействует по нормам к трубе. В отличие от предыдущего струя пересекает тело трубы и шлаковые отложения на ней по схеме перерубания бруса поперек волокон. Поперечное омывание, например, имеет место при сочетании поступательного движения обдувочной струи с ее вращением.

Вследствие сложной конфигурации котельных пучков ни один из описанных видов омывания не существует изолированно. Но в каждом частном случае обдувки, как правило, тот или иной вид омывания преобладает над остальными.

Работа струи может характеризоваться плотностью обдувки S , кг/м²:

$$S = \frac{G \cdot m}{f},$$

где G – расход обдувочного вещества, кг/с; f – обдуваемая площадь, м^2 ; m – коэффициент омывания, характеризующий соотношение полезного и холостого истечения обдувочного пара или воздуха. Так, для аппарата ОПР-5 экспериментально определенная величина $S = 0,41 \text{ кг/м}^2$, а для ОПК-8 $S = 1,87 \text{ кг/м}^2$.

Сравнение плотностей обдувки, развиваемых различными приборами, позволяет оценить специфические свойства каждого из них.

Наибольшие потери пара на холостое истечение характерны для ОПК-9 и ОПК-8 (низкие коэффициенты омывания).

Наиболее выгодными по использованию струи являются приборы ОПР-5 и ОПЭ. При совмещении обдувки фестона с обдувкой кипящего пучка прибор ОПК-8 также обеспечивает довольно высокий коэффициент использования струи.

Наибольшую ударную силу развивает прибор ОПК-8, у которого плотность обдувки во много раз выше.

Требования к плотности и интенсивности обдувки определяются картиной шлакования и заноса золой.

При расширении пар снижает температуру (примерно до 100°C). В топке же и газоходах температура значительно выше. В результате местного неравномерного охлаждения шлака струей в нем возникают температурные поля, а следовательно, и напряжения. В проточных отложениях появляются трещины.

Расщепление шлаковых отложений обдувочной струей происходит под воздействием трех факторов: термического, динамического и абразивного.

Специфической особенностью паровой обдувочной струи является присутствие влаги, доля которой может колебаться от 8 до 18 %.

Осаждаясь на поверхность шлака, капельки влаги мгновенно испаряются, поскольку вода в них нагрета до температуры насыщения, размер их мал, а тепловой напор шлака велик. В результате испарения капелек влаги происходит дополнительное охлаждение шлака, термические напряжения в нем еще более увеличиваются. В процессе обдувки таким образом возникает неравенство температур: $T_{\text{дг}} > T_{\text{ог}} > T_{\text{погр}} > T_{\text{я}}$ – соответственно температуры дымовых газов, отложений, пограничного слоя и ядра струи. Температурный напор между шлаком и струей тем больше, чем выше температура шлака и чем ниже температура обдувочной струи в зоне контакта со шлаком.

Поскольку воздушная струя на выходе из сопла всегда холоднее паровой по меньшей мере на 200°C , то можно записать:

$$T_{\text{ог}} - T_{\text{воз}} > T_{\text{ог}} - T_{\text{п}} \quad \text{или} \quad \Delta t_{\text{воз}} > \Delta t_{\text{пара}}.$$

Отсюда следует, что в рамках термического фактора воздушная обдувочная струя при прочих равных условиях эффективнее паровой. Даже при жидком шлаке, при резком охлаждении его обдувочной струей, шлаковая корка лишается пластических свойств, приобретает повышенную хрупкость.

Обдувочное вещество в полосе набегания теряет свою скорость и кинетическую энергию, которая преобразуется главным образом в потенциальную энергию напряженного состояния шлаковых бугорков. Под воздействием

струи бугорки приобретают мгновенные изгибающие моменты. Они опрокидывают и срывают шлаковые бугорки.

Обдувочная струя, врезаясь в газовый поток, увлекает частицы летучей золы и насыщает ими свою оболочку. Струя разгоняет эти частицы до значительных скоростей. Это вызывает пескоструйный эффект.

Сравнивая появление отдельных факторов струйной расшлаковки для характеристики специфических особенностей каждого из них, можно сделать следующие выводы.

1. Действие теплового фактора проявляется главным образом в хрупком растрескивании слоя.

2. Динамический фактор реализует работу хрупкого растрескивания, срывая отдельные шлаковые бугорки и чешуйки.

3. Роль абразивного фактора заключается в окончательной зачистке поверхности трубы.

Следует заметить, что если паровая струя на выходе из сопла имеет плюсовую температуру, то воздуха – минусовую. Следовательно, у воздуха термическое воздействие более сильное. Однако воздушная струя при том же давлении, что и паровая, приобретает сравнительно умеренную скорость. То есть воздушная струя менее эффективна, чем паровая, с точки зрения износа и живой силы.

Величина динамического напора, необходимого для эффективной золообдувки и струйной расшлаковки, принимается по опытным данным в интервале 25–1100 кг/м². При подстановке этих граничных значений в формулу динамического напора будем иметь

$$490 \leq W^2 \gamma_c \leq 21,6 \cdot 10^3$$

или

$$18 \text{ м/с} \leq W^2 \gamma_c \leq 119 \text{ м/с}.$$

Угол между направлением набегающей струи и омываемой поверхностью принято называть углом атаки. Наибольшей дальнобойностью обладает струя с углом атаки 90°. Ударная сила струи зависит от скорости вытекания угла атаки и расстояния.

ОПР – обдувочный прибор радиационный (рис. 20.1).

ОПК – обдувочный прибор конвективный.

ОПЭ – обдувочный прибор экономайзера.

ОПВ – обдувочный прибор воздухоподогревателя.

ОАРВ – обдувочный аппарат регенеративного воздухоподогревателя.

ОПВр – обдувочный прибор вертикальный.

ОГ – обдуватель глубоководной.

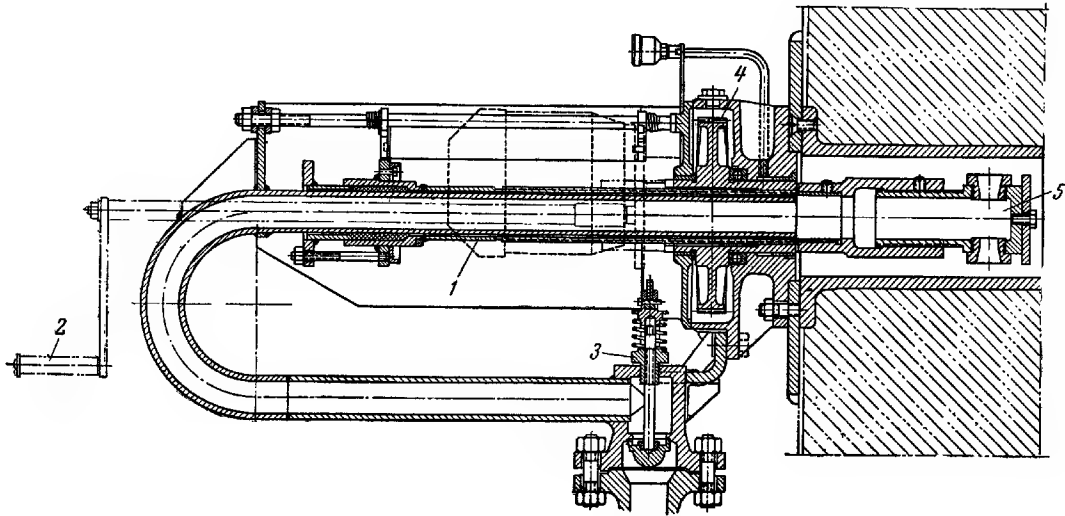


Рис. 20.1. Обдувочный прибор Ильмарине-ЦКТИ для обдувки экранных поверхностей нагрева: 1 – электродвигатель; 2 – ручной привод; 3 – клапанный механизм; 4 – редуктор; 5 – сопловая головка

Обдувочные приборы на котле должны быть расставлены так, чтобы зоны активного действия обдувочных струй покрывали все очаги шлакования и заноса золой. Обдувочная струя выполняет свое назначение только в том случае, если будет обладать достаточным запасом энергии. Динамический напор струи, убывающий по мере удаления от сопла, должен быть достаточно большим вблизи шлакового нароста, чтобы разрушить его, но в то же время достаточно умеренным, чтобы не причинить вреда трубам. Поскольку металлическая стенка трубы во много раз прочнее шлака, динамический напор, достаточный для разрушения шлака, может быть безопасным для металла. Несмотря на то, что необходимость ограничения динамического напора струй по верхнему и нижнему пределам является общепризнанной, абсолютная величина этих пределов не регламентирована. По данным разных исследований и наблюдений, верхний предел принимается в интервале $1000\text{--}1100\text{ кг/м}^2$, нижний – в интервале $25\text{--}200\text{ кг/м}^2$ на расстоянии 1 мм от омываемой поверхности нагрева. Эмпирическая формула определяет величину допустимого динамического напора струи в полосе набегания по условиям эрозионного и абразивного истирания омываемых труб:

$$H_{\text{исп}} = K_{\text{э}} \sqrt[3]{\left(\frac{Q_{\text{н}}^{\text{р}}}{A^{\text{р}} \xi_{\text{з}} \tau_{\text{с}}} \right)^2},$$

где $Q_{\text{н}}^{\text{р}}$ – низшая рабочая теплота сгорания, кДж/кг;

$A^{\text{р}}$ – зольность топлива на рабочую массу, %;

$\xi_{\text{з}}$ – коэффициент абразивности золы, для подмосковного и тощего угля и АШ

$\xi_{\text{з}} = 3$, для челябинского $\xi_{\text{з}} = 1,5$;

$\tau_{\text{с}}$ – суммарное время нетто омывания труб в течение заданного срока амортизации, ч;

K_0 – эмпирический коэффициент, для вращающихся обдувочных приборов ($n \cong 0,5$ об/мин) при обдувке труб $\varnothing 83 \times 3,5$ из углеродистой стали $K_0 = 4000$.

Эта формула дает нижний предел динамического напора и не учитывает верхний предел. Она также не учитывает влияние капельной влаги в струе. Пределы допустимого приближения сопел к омываемой поверхности по отдельным приборам – даются в литературе.

Эрозионный износ поверхностей нагрева может иметь место и при умеренном динамическом напоре, т. е. при большой дистанции обдувки. Такая опасность, например, может возникнуть при чрезмерном насыщении обдувочного вещества частицами золы, придающими струе абразивные свойства.

Обычно обдувочные аппараты питаются паром давления 22–30 кг/см².

Питание системы обдувки паром может быть осуществлено по автономной или групповой схеме.

При автономной схеме система обдувки питается паром обдуваемого котла. Групповая же схема характеризуется наличием какого-либо постороннего источника питания, например отбора турбин, центрального пароструйного компрессора или специального парового котла низких параметров и небольшой производительности. Групповая схема более экономически выгодна, чем автономная.

Можно назвать следующие принципиальные схемы разводки обдувочного пара.

1. Одноступенчатая (по давлению) схема питания от отбора турбин – при наличии отбора давлением 22–33 кг/см².
2. Одноступенчатая (по давлению) схема питания паром обдуваемого котла (при совпадении параметров того и другого пара).
3. Двухступенчатая (по давлению) схема питания обдувочных приборов паром, сжатым в пароструйном компрессоре.
4. Двухступенчатая (по давлению) схема питания обдувочных приборов дросселированным паром.

Так как любое дросселирование является потерей в паросиловом цикле, наиболее выгодными (экономически) являются первые две схемы.

20.2. Виброочистка поверхностей нагрева

Виброочистка и встряхивание – две разновидности одного и того же способа защиты поверхности нагрева от заноса золой и шлакования. Они отличаются друг от друга частотой и амплитудой колебания обдуваемого змеевика, а также величиной прилагаемой силы. При виброочистке частота колебаний исчисляется тысячами, а при встряхивании – единицами или десятками периодов в минуту.

В отличие от большинства других средств вибрация не требует внесения в газопоток постороннего вещества – пара, воздуха, воды. В этом одно из основных достоинств данного метода.

Он применим только для очистки эластичных трубных петель. Ограниченная область применения – основной его недостаток.

Возможны две формы вибрации змеевиков: соосная и поперечная. Соосная вибрация имеет место, когда перемещения совпадают с плоскостью покоящегося змеевика. Примером соосной вибрации могут служить перемещения вертикальной ширмы попеременно вверх и вниз. Такая ширма получает колебательный импульс сверху и остается в одной и той же плоскости в момент покоя и в момент приложения импульса (ширма подвешивается на пружинах).

Поперечная вибрация (рис. 20.2) заключается в попеременном отклонении змеевика в обе стороны от центрального положения покоя. Этот вид вибрации получил более широкое распространение. При этом импульс ширма получает с боковой стороны котла (или пароперегревателя).

Не все петли конвективного пароперегревателя можно очищать вибрационным способом. Хвостовая часть змеевиков, свисающая над водяным экономайзером, не подлежит виброочистке, так как в случае ее применения зола и шлак с этих петель будет отлагаться на трубах расположенных ниже.

Первый опыт виброочистки в СССР был проведен на Шахтинской ГРЭС в 1949 году. В СССР была принята частота колебаний виброочистки порядка 50 Гц.

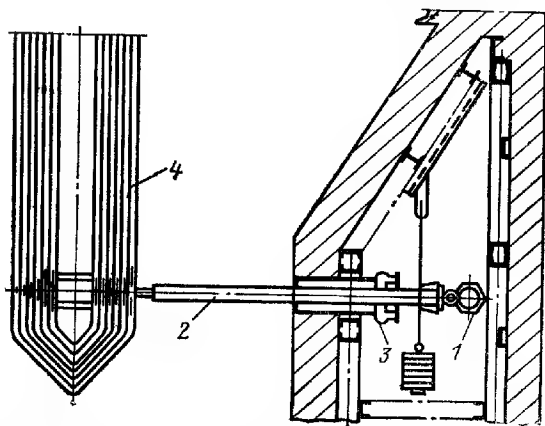


Рис. 20.2. Устройство для вибрационной очистки поверхности нагрева:

1 – вибратор; 2 – тяга; 3 – уплотнение; 4 – поверхность нагрева

При первоначальном осуществлении виброочистки опасались ухудшения структуры металла труб. Исследования показали, что после 2600 ч работы с виброочисткой ухудшения свойств металла, по данным ВТИ, не наступило. Аналогичные данные получены в ГДР.

Механизм встряхивания получает колебательный импульс от источника, расположенного вне котла, и передает его трубам. Этот механизм состоит из штанги, тянущейся вдоль очищаемых труб, узла соединения штанги с трубами и закладной втулки, через которую штанга проходит сквозь обмуровку котла.

Ввиду того, что штанга постоянно находится в газоходе, она сильно нагревается. Известно несколько конструкций штанг: 1) массивная (сплошная)

штанга из стержня углеродистой стали; 2) полая трубчатая штанга с водяным охлаждением; 3) массивная штанга из жаропрочной стали.

Первый тип – дешев в изготовлении и прост. Но может применяться до 600 °С.

Полая трубчатая штанга может работать при любых температурах. Изготовлена она по принципу “труба в трубе”. Охлаждающая вода имеет 120 °С. В штангах она нагревается до 130–160 °С. Расход воды через одну штангу 1,5 т/ч. Недостатком массивной штанги из жаропрочной стали является ее высокая стоимость, громоздкость. В России преимущественно применяют штанги с водяным охлаждением.

Для прохода штанги через обмуровку служит чугунная закладная втулка овальной формы. При установке втулки в обмуровку большую ось овала располагают вертикально, что обеспечивает возможность свободного перемещения штанги вниз на 35–40 мм, т. е. на величину теплового удлинения ширм или змеевиков, с которыми ширма связана. Вокруг штанги закладную втулку заполняют асбестовой пушонкой, а снаружи перекрывают эластичным рукавом из асботкани, один конец которого скрепляют с фланцем, приваренным к штанге, а второй – с обшивкой котла. Это обеспечивает плотность обмуровки. Для встряхивания петель применяют ручной или механический привод. Наиболее простая разновидность ручного привода – ударный импульс, прилагаемый к выступающему концу штанги, доступному для удара.

В качестве механического привода виброочистки применяют: вибратор с электроприводом; пневмоударный инструмент типа отбойного молотка; воздушный силовой цилиндр, совершающий возвратно-поступательное движение вдоль своей оси. Применяют эксцентриковые вибраторы с короткозамкнутыми электродвигателями трехфазного тока мощностью 0,6–0,9 кВт на 288 об/мин. Виброочистку обычно осуществляют с частотой порядка 50 периодов в секунду при амплитуде колебаний от 0,2 до 1 мм на холодном котле и от 0,25 до 0,4 на работающем котле.

20.3. Дробеочистка “хвостовых” поверхностей нагрева

Дробеочистка по сравнению с обдувкой обладает двумя важными преимуществами: практически неограниченной дальностью дробевого потока, перекрывающей глубину экономайзера и воздухоподогревателя и устранением (при регулярной дробеочистке) опасности завала поверхностей нагрева отложениями, удаляемыми с вышерасположенных узлов.

Дробеочистку поверхностей нагрева (рис. 20.3) осуществляют за счет энергии падения отдельных дробин, для чего в начале цикла дробь поднимают выше очищаемой поверхности.

Первая дробеструйная установка в СССР была сооружена в 1957 году на котле ТП-230 Омской ТЭЦ, работающей на сернистом мазуте.

Нарушение нормальных условий эксплуатации может привести к выпадению росы на холодном конце воздухоподогревателя. Это приведет к схваты-

ванию золы и образованию прочных наслоений (это при сжигании топлив с золой, обладающей вяжущими свойствами). Несмотря на то, что дробеочистка способна преодолеть этот вид отложений в процессе их формирования, целесообразнее не рассчитывать на нее, а предусмотреть режимные меры, исключающие возможность выпадения росы.

Под циклом дробеочистки понимают полный оборот дробевого запаса, а под дробеконтуром – линию дробеочистки со всеми элементами цикла.

В состав рабочего цикла дробеочистки входят следующие четыре элемента: подъем дробы, распределение дробы по сечению газохода, истечение дробевых струй на загрязненную поверхность и сбор отработавшей дробы.

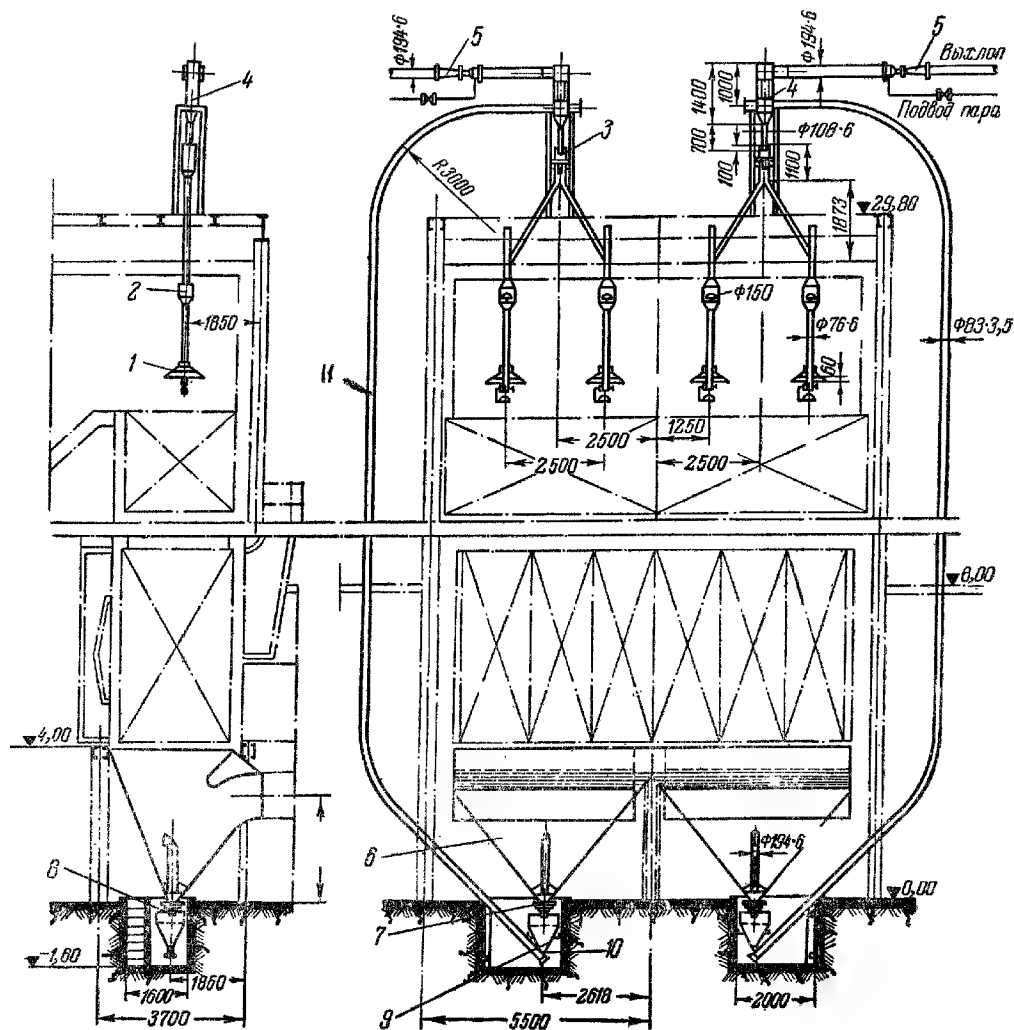


Рис. 20.3. Общий вид дробеочистительной установки:

- 1 – зонт с разбрасывателем; 2 – замедлитель; 3 – мигалка коническая; 4 – дробеуловитель; 5 – паровой эжектор; 6 – нижний бункер; 7 – камера регулируемого подвода воздуха; 8 – мигалка плоская; 9 – бункер дробы; 10 – питатель; 11 – подъемный дробепровод

Потребное число дробеконтуров в схеме определяется не только площадью поперечного сечения конвективной шахты, но и располагаемой высотой под этой шахтой. Если эта высота достаточно велика, то в районе дробеочистки удастся расположить газовый короб с достаточно крутыми наклонными скатами (не менее 45° к горизонту), что обеспечивает сток дробы в бункер. При недостатке места делают заглубление.

Для очистки применяют чугунную дробь округлой формы. Мелкие дробины (менее 3 мм) могут выноситься потоком газов. Наибольший допустимый размер дробин ограничивается интенсивностью наклепа очищаемых поверхностей, а также располагаемым напором в системе пневмотранспорта. По данным ВТИ, предельный выгодный размер дробы – 4-5 мм. Но в ФРГ используют дробь 4–6 мм, фирма “Ла-Монт” применяет дробь 4–8 мм. Насыпной вес дробы примерно $4,5 \text{ т/м}^3$.

Подъемный тракт (рис. 20.3) состоит из питателя дробы, подъемного дробепровода, дробеуловителя и эжекционного устройства (паровой эжектор, вакуум-насос, высоконапорный двухступенчатый вентилятор).

Узел распределения дробы (рис. 20.4) должен обеспечивать равномерное распределение дробевого потока по поперечному сечению конвективной шахты. В его состав входят: замедлитель 1, разбрасыватель 2 и кольцевой зонт 3.

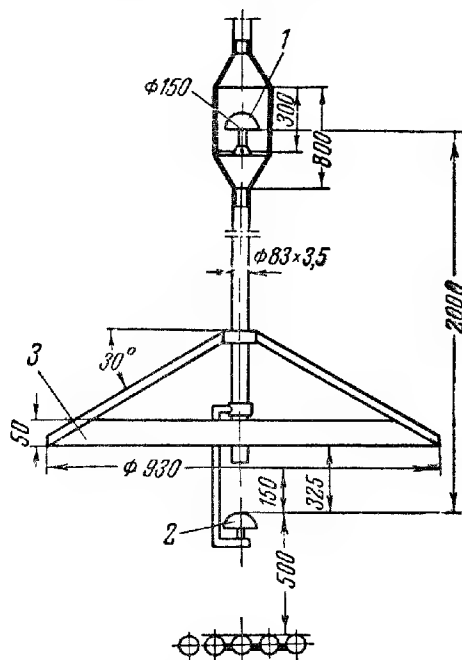


Рис. 20.4. Распределитель дробы под конвективной шахтой:

1 – замедлитель сферический; 2 – разбрасыватель сферический; 3 – кольцевой зонт

Струйно-поточный тракт является основной рабочей частью дробеконтура. В этом тракте предусматривают защиту труб от наклепа, а также конструктивные изменения газохода, предупреждающие отложения дробы.

Назначение узла сбора дробы (рис. 20.5) – обеспечить ее возвращение в кругооборот после завершения очередной очистки.

Поднимают дробь пневмотранспортом по двум схемам: эжекционной и напорной.

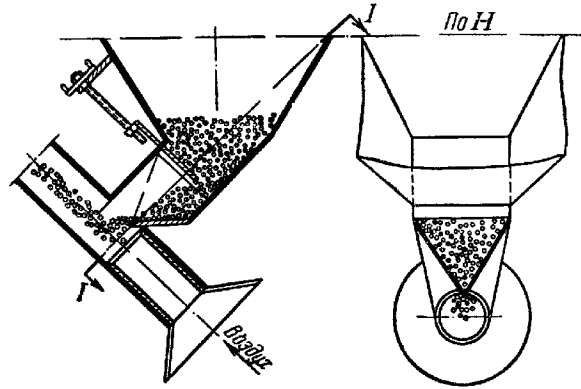


Рис. 20.5. Схема питателя дробы

При напорном варианте подъемный тракт находится под давлением, которое создается инжектором, расположенным в самой нижней точке системы. Сжатый воздух в инжектор подается из воздухоудовки (под давлением 0,6 бар). Преимущества напорной схемы: компактность узла распределения дробы, расположенного над конвективной шахтой в высоту не более 2,5 м; устраняется опасность эрозионного износа рабочего органа подъемного тракта (инжектора). В него подается чистый воздух, без золы.

Подъемный тракт в эжекционной системе работает под разрежением, которое создается либо эжектором, расположенным в верхней части системы, либо вакуум-насосом. Основное преимущество эжекционной системы – ее простота. Но главный узел – эжектор – подвержен золовому износу. Если разрежение создается вакуум-насосом, то перед ним устанавливают фильтр.

В основном применяется эжекционный вариант.

Питатель (рис. 20.5) равномерно дозирует дробь. Один его конец присоединен к дробепроводу, второй – защищен сеткой и открыт для свободного входа воздуха. Вертикальный патрубок соединен с бункером дробы.

Для витания дробы необходима скорость воздуха, м/с,

$$W_{\text{вит}} = \sqrt{\frac{4 g \delta \gamma_m}{3 \psi_0 \gamma_c}},$$

где δ – диаметр шаров, м;

γ_m и γ_c – удельный вес шаров и воздуха, кг/м³;

$\psi_0 = 0,64$ – коэффициент сопротивления.

Практически для витания дробы требуется скорость воздуха порядка 32-35 м/с. Питатель снабжается двумя шиберами: один – для дозировки дробы, другой – служит запорным органом при включении системы в работу и при отключении ее.

Опыт показывает, что на 1 кг дробы приходится 1,0–1,1 кг воздуха.

Обычно применяют дробепровод диаметром 100 мм (меньший диаметр – большее сопротивление). Эжектором нужно создать разрежение 3000–4000 мм вод. ст.

Каждая полусфера распределительного устройства может раздать дробевой поток на площадь сечения газохода порядка 6–9 м². Этим определяется число распределительных устройств на газоход. Один дробепровод может работать на два и даже на три разбрасывателя.

Замедление дробевого потока производится при помощи полусферы или чаши, заполненной дробью.

Течка дробы сильно нагревается, поэтому ее либо изготавливают из жаропрочной стали, либо охлаждают (воздух или вода). Последнее – чаще. Воздушное охлаждение применяют при температуре окружающей среды не более 450 °С. Поверхность течек торкретируют.

Козырек на разбрасывателе – для предотвращения попадания дробы в газоход пароперегревателя. Основная сила удара дробы приходится на горизонтальные поверхности: змеевики водяного экономайзера, трубные решетки воздухоподогревателя, металл приобретает наклеп. Появляется хрупкость металла. Для поверхностей, работающих под давлением, наклеп недопустим.

По нормам ВТИ потеря дробы в кругообороте дробеочистки не должна превышать 0,6 %.

По данным ВТИ, эффективная очистка достигается пропуском 200–300 кг/м² дробы в течение каждой очередной операции.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

При написании настоящей книги авторы ставили перед собой задачу: создать учебное пособие, которое поможет при изучении курса «Котельные установки и парогенераторы» студентами нескольких специальностей: «Тепловые электрические станции», «Промышленная теплоэнергетика», «Экономика энергетики» и др.

В книге дано описание истории развития отечественной энергетики, приведены тепловые схемы ТЭС с указанием места установки парового котла и его роли в работе ТЭС.

Детально разобраны процессы горения различных топлив.

Особое внимание уделено факторам, влияющим на экономичность работы котла. Приведены конструкции котлов как малой, так и большой производительности, а также горелочных устройств.

Рассмотрены различные элементы котла: пароперегреватели, водяные экономайзеры, воздухоподогреватели, арматура и гарнитура котла, каркас и обмуровка. Проведен анализ естественной циркуляции в паровых котлах, показана ее роль в надежности работы котла.

Авторы надеются, что данное пособие поможет усвоению вышеназванного курса будущими инженерами-энергетиками.

ВОПРОСЫ ДЛЯ САМОКОНТРОЛЯ



К главе 1.

1. Роль русских ученых, в том числе М. В. Ломоносова в развитии энергетики.
2. Состояние и перспективы развития энергетики Красноярского края.
3. Простейшая тепловая схема ТЭС и место парового котла в ней.

К главе 2.

1. Какие виды энергетических топлив Вам известны?
2. Какие слагаемые входят в элементарный состав топлива?
3. Как произвести пересчет с одного состава топлива на другой?
4. Как подсчитать теплотворность топлива по элементарному составу топлива?
5. Как подсчитать низшую теплоту сгорания по известным: высшей теплоте, содержанию влаги и водорода в топливе.
6. Какие виды серы Вы знаете?
7. Как подсчитать теплотворность газообразного топлива?
8. При каких условиях и где определяется выход летучих веществ?
9. Как зависит выход летучих веществ от степени углефикации топлива?
10. Состав летучих веществ, кокса.
11. Как влияет состав летучих веществ на воспламеняемость и самовозгорание топлива?
12. В чем различие первичной, вторичной и третичной золы? Ее происхождение.
13. Какие характерные температуры фиксируются при определении плавкостных характеристик золы?
14. Какие шлаки относятся к тугоплавким, легкоплавким?
15. Какие виды влаги Вы знаете? Способ их определения.
16. Что из себя представляет кристаллизационная влага?
17. Назовите техническую характеристику бурых, каменных углей, антрацита, торфа, сланцев, мазута, природного газа.
18. Как классифицируют угли по размеру кусков?
19. Как классифицируют каменные угли по выходу летучих веществ и характеру кокса?
20. Как классифицируют бурые угли по влажности?

К главе 3.

1. Какие реакции окисления протекают при сгорании органических топлив?
2. Как подсчитать количество воздуха, необходимого для горения?
3. Какие соединения входят в состав трехатомных продуктов сгорания? Как подсчитать суммарное содержание трехатомных продуктов сгорания?
4. Как определить теоретический объем азота, содержавшегося в продуктах сгорания?
5. Откуда появляются водяные пары в продуктах сгорания? Как подсчитать их количество?
6. Почему в топочную камеру подают воздуха больше, чем теоретически необходимо?
7. Как и за счет чего изменяется коэффициент избытка воздуха по газоходам парогенератора?
8. Что отражает коэффициент β ?
9. Для чего подсчитывается величина $RO_2^{\text{макс}}$?
10. Как подсчитать энтальпию продуктов сгорания топлива?

К главе 4.

1. Основные составляющие теплового баланса. Баланс прямой и обратный.
2. Как подсчитать располагаемое и полезно использованное тепло?
3. Как подсчитать потерю тепла в окружающую среду?
4. Как подсчитать потерю тепла от химической неполноты горения?
5. Как подсчитать потерю тепла с механическим недожогом?
6. Как подсчитать потерю с физическим теплом шлаков?

К главе 5.

1. Как определить теоретический объем продуктов полного сгорания топлива?
2. Определение (подсчет) содержания влаги в продуктах сгорания.
3. Как подсчитать действительные объемы продуктов сгорания при полном и неполном горении?
4. Коэффициент избытка воздуха. Его определение.
5. Основные составляющие теплового баланса. Баланс прямой и обратный.
6. Подсчет располагаемого и полезно использованного тепла.
7. Потеря тепла в окружающую среду.
8. Потеря тепла от химической неполноты горения.
9. Потеря тепла с механическим недожогом.
10. Потеря с физическим теплом шлаков.

К главе 6.

1. Какие факторы влияют на скорость протекания реакции горения?

2. Какие виды цепных реакций горения Вам известны?
3. Запишите цепную реакцию горения водорода.
4. Чем определяется скорость реакции в диффузионной и кинетической областях горения?
5. Перечислите стадии горения твердого, жидкого и газообразного топлива, а также факторы, влияющие на скорость протекания этих стадий.

К главе 7.

1. Перечислите трудоемкие процессы при обслуживании слоевых топок.
2. Перечислите преимущества пневматических и механических забрасывателей.
3. Как работают топки с качающимися и поворотными колосниками?
4. Назначение колосниковой решетки и топочного объема.
5. Какие процессы механизированы в топке с шурующей планкой?
6. Как работает топка с цепной решеткой? Как регулируется расход топлива в топке с цепной решеткой? Зарисуйте ее схему.
7. В топках какой конструкции может быть рекомендовано сжигание многозольных углей, спекающихся углей, антрацитов, малозольных неспекающихся каменных углей?

К главе 8.

1. Для чего размалывается уголь до пылевидного состояния?
2. Чем характеризуется тонкость помола угля?
3. Как определяется размолоспособность угля?
4. Какие Вы знаете методы обеспечения взрывобезопасности работы системы пылеприготовления?
5. Перечислите конструкции мельниц, применяемых для приготовления угольной пыли. Укажите их преимущества, недостатки, области применения.
6. Как устроены шаровая барабанная, среднеходная валковая, быстроходная молотковая мельницы? Зарисуйте их схемы.
7. Когда рекомендуется применять мельницу-вентилятор? Опишите ее устройство.
8. Зарисуйте схемы пылеприготовления с прямым вдуванием, с промежуточным бункером, разомкнутую схему. Дайте их краткую характеристику. Укажите области применения каждой схемы.
9. По какому принципу действуют и как устроены сепараторы пыли?
10. Как устроен пылеугольный циклон?
11. Для чего служат затворы-мигалки? Где их устанавливают. Как они устроены?
12. Какие Вы знаете конструкции питателей пыли. Зарисуйте их схемы.
13. Для чего сушат топливо в процессе пылеприготовления? Зарисуйте конструкции предвключенных сушильных устройств.

14. Запишите приходные и расходные статьи сушильного баланса мельничной системы.

15. Чем вызвана необходимость удаления колчедана из системы пылеприготовления и как это делается?

К главе 9.

1. Какие методы применяются для обеспечения хорошего смесеобразования? Для чего воздух делят на первичный и вторичный?

2. Каково назначение топочных экранов? Что понимается под степенью экранирования топки? Какие типы настенных экранов применяют в современных парогенераторах?

3. Для чего «утепляют» экраны либо в области горелок, либо в нижней части топки?

4. Какие Вы знаете устройства для непрерывного удаления шлака?

5. По какому принципу выбирают топку с жидким либо гранулированным шлакоудалением?

6. Как устроены плоский под и шлаковая лента?

7. Зарисуйте схемы топки с пережимом и двухкамерной топки.

8. Какими преимуществами и недостатками обладает циклонная топка?

9. В чем различие горизонтальных и вертикальных циклонных предтопок? Зарисуйте их схемы.

10. По какому принципу действуют прямоточные горелки? Что дает применение поворотных горелок?

11. В чем преимущество турболентных горелок?

12. Чем вызывается шлакование топочных камер? Как бороться со шлакованием?

13. Какие Вы знаете способы растопки пылеугольных топок?

К главе 10.

1. Для чего подогревается мазут на электростанциях?

2. Какова цель установки двух ступеней очистки мазута?

3. Какие меры применяют к тому, чтобы мазут не застыл в трубопроводах?

4. Зарисуйте схему мазутного хозяйства.

5. Какие мероприятия обеспечивают взрывобезопасность в системе подвода газа к горелкам?

6. Зарисуйте схему газового хозяйства электростанции.

К главе 11.

1. Чем отличаются газомазутные топки от топок, в которых сжигается угольная пыль?

2. Какие конструкции газовых горелок Вам известны? Зарисуйте их принципиальную схему.

3. Какие типы мазутных форсунок применяют на парогенераторах? Зарисуйте их схему.

4. Преимущества и область применения паромеханических мазутных форсунок.
5. Какие меры применяют для устранения опасности взрыва газа в системе газоподачи на электростанциях?
6. Каковы причины загрязнения поверхностей нагрева парогенератора при сжигании мазута?

К главе 12.

1. Каковы преимущества и недостатки вертикального и горизонтального расположения змеевиков пароперегревателя?
2. Какая схема пароперегревателя лучше с точки зрения теплообмена: прямоточная или противоточная?
3. В каких случаях целесообразно принять прямоточную схему в пароперегревателях?
4. В какой температурной зоне экономически целесообразно устанавливать полурадиационные пароперегреватели?
5. Чем вызвана установка ширм с большим поперечным шагом?
6. Каковы преимущества и недостатки пароохладителей поверхностного типа? Где их устанавливают?
7. Каковы преимущества и недостатки пароохладителей впрыскивающего типа?
8. Кем предложена схема впрыска собственного конденсата? Зарисуйте эту схему.
9. В чем различие подвода циркуляционного газа в верхнюю или нижнюю часть топки?
10. Как можно использовать поворотные горелки для регулирования температуры перегретого пара?
11. В чем основной недостаток регулирования перегрева путем перепуска части газов мимо пароперегревателя?
12. Почему не рекомендуется применять впрыскивающий пароохладитель для регулирования температуры перегрева вторичного пара?
13. По какому принципу действует паро-паровой регулятор перегрева пара? Как он конструктивно оформляется?

К главе 13.

1. Каково основное назначение водяных экономайзеров? Как они устроены?
2. В каких случаях применяют чугунные экономайзеры?

К главе 14.

1. Как устроены рекуперативные пластинчатые и трубчатые воздухоподогреватели?
2. Когда и для чего воздухоподогреватель разбивается на две ступени?
3. Как крепятся воздухоподогреватели в газоходе?

4. Как устроен регенеративный вращающийся воздухоподогреватель? Укажите его преимущества и недостатки.
5. Какие способы увеличения температуры стенки воздухоподогревателя выше температуры точки росы Вы знаете?
6. Какие факторы являются определяющими при выборе одноступенчатой или двухступенчатой схемы расположения воздухоподогревателя?
7. Исходя из каких соображений выбирают наивыгоднейшую скорость газов в конвективных газоходах котла?
8. Почему скорость воздуха в рекуперативных воздухоподогревателях всегда выше скорости газов?

К главе 15.

1. Какие недостатки жаротрубных котлов и котлов с дымогарными трубками послужили причиной перехода к горизонтально-водотрубным котлам?
2. Что вызвало появление вертикально-водотрубных котлов?
3. Как повлияло на изменение конструкции котла внедрение химической подготовки воды?
4. Как изменилась конструкция парового котла после внедрения водяных экономайзеров?
5. Назовите причины появления воздухоподогревателей?
6. Как повлияло повышение параметров пара на конструкцию паровых котлов?

К главе 16.

1. Назначение и устройство вентиля и задвижек котла.
2. Конструкции предохранительных клапанов, их назначение и место установки.
3. Конструкции и назначение водомерных устройств.
4. Обмывка поверхностей нагрева.
5. Конструкции и работа дробеструйной очистки поверхностей нагрева.
6. Конструкции аппаратов виброочистки, импульсный метод очистки.

К главе 17.

1. Основные элементы и назначение каркаса котла.
2. Конструкции тяжелой, облегченной и натрубной обмуровки.

К главе 18.

1. Физические основы циркуляции.
2. Случаи нарушения естественной циркуляции.
3. Движущий и полезный напоры циркуляции.
4. Скорость циркуляции. Приведенная скорость пара и воды.

К главе 19.

1. Факторы, влияющие на качество пара.
2. Схема и конструкции сепарационных устройств.
3. Внутрибарабанные циклоны.
4. Выносные сепарационные циклоны.
5. Случаи нарушения естественной циркуляции.

К главе 20.

1. Причины загрязнения «хвостовых» поверхностей нагрева.
2. Основные методы очистки этих поверхностей.
3. Основные элементы сепараторов дробеочистки.
4. Схемы работы системы дробеочистки.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. **Резников, М. И.** Паровые котлы тепловых электростанций / **М. И. Резников**, Ю. М. Липов. М.: Энергоиздат, 1981.
2. **Ковалев, А. П.** Парогенераторы / **А. П. Ковалев**, Н. С. Лелеев, Т. В. Виленский. М.: Энергоиздат, 1985.
3. **Стырикович, М. А.** Парогенераторы электростанций / **М. А. Стырикович**, К. Я. Катковская, Е. П. Серов. М.: Энергия, 1996.
4. **Мочан, С. И.** Аэродинамический расчет котельных установок. Нормативный метод / **С. И. Мочан**. Л.: Энергия, 1977.
5. **Иванников, В. М.** Специальные типы котлов: Учеб. пособие / **В. М. Иванников**. Красноярск, 1999.
6. **Болдина, С. М.** Гидравлический расчет котельных агрегатов. Нормативный метод / **С. М. Болдина**. М.: Энергия, 1978.
7. **Рабинович, О. М.** Котельные агрегаты / **О. М. Рабинович**. М., 1962.
8. **Семенюк, Ю. К.** Перспективы развития тепловых электростанций на твердом топливе / **Ю. К. Семенюк**, А. Ф. Дьяков, В. И. Доброхотов, А. А. Мадоян // Теплоэнергетика. 1992. № 1.
9. **Процайло, М. Я.** Экологически чистая ТЭС на канско-ачинских углях / **М. Я. Процайло**, М. С. Пронин, В. Г. Мещеряков, Г. А. Коган, В. Ф. Дьяченко, В. М. Иванников, В. В. Гордеев // Теплоэнергетика. 1991. № 6.
10. **Мейкляр, В. М.** Паровые котлы электростанций / **В. М. Мейкляр**. М.: Энергоиздат, 1974.